

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерных систем зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
А.И.Матюшенко
подпись инициалы, фамилия
« ____ » ____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»

код — наименование направления

Газификация сжиженным газом г.Карасук жилого района и АО «Сибирь»
тема

Руководитель _____
подпись, дата

доцент, к. т. н.
должность, ученая степень

А. И. Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Н.Е. Харсекин
инициалы, фамилия

Нормкантралер _____
подпись дата

А.И. Авласевич

Красноярск 2019

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Расчет годового газового потребления	9
1.1 Расчет численности населения	10
1.2 Расчет газопотребления жилым районом	10
2 Расчет газонаполнительной станции	12
2.1 Расчет резервуарного парка ГНС	14
2.2 Расчет сливноналивных устройств.....	15
2.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов	16
2.4 Расчет насосно-компрессорного отделения	19
2.5 Расчет числа баллонов, подлежащих заполнению в течение суток	22
2.6 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков.....	23
2.7 Расчет числа газораздаточных колонок.....	23
2.8 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов	24
3 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа.....	25
3.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением.....	27
3.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением	30
4 Расчет внутридомового газопровода	32
5 Расчет внутриквартального газопровода.....	36
6 Расчет внутрикотельного газопровода	39
6.1 Котел КОВ-80С	40
6.2 Расчет ГРУ для котельной газопровода	42
7 Технология возведения инженерных сетей.....	43
7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения	43
7.1.1 Подготовительные работы.....	43
7.1.2 Монтажные работы.....	44
7.1.3 Испытание внутреннего газопровода	44
7.2 Монтаж подземного газопровода.....	45
7.2.1. Подготовительные работы.....	45
7.2.2. Земляные работы	46

7.2.3. Сборка и сварка труб в звенья	47
7.3 Монтаж трубопроводов	47
7.4 Предварительное испытание газопровода	48
7.5 Монтаж резервуаров	48
7.6. Изоляция газопровода	49
7.7 Благоустройство трассы	50
7.8 Окончательное испытание газопроводов	50
7.9 Определение объема земляных	50
7.10 Выбор комплекта машин и оптимального варианта	55
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	59
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	59
ПРИЛОЖЕНИЕ А	61
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	62
ПРИЛОЖЕНИЕ В	63

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газификация сжиженным газом г. Карасук жилого района и АО «Сибирь» содержит 43 страницы текстового документа, 7 таблиц, 76 формул, 6 рисунков, 14 использованных источников, 5 листов графического материала формата А1.

Объект газоснабжения – жилой район г.Карасук и АО «Сибирь»

Цели работы

- разработка проекта газоснабжения населения и котельной;
- оценка проектных решений газонаполнительной станции, жилого квартала и котельной;
- монтаж и испытания газопроводов.

В результате проведения вышеуказанных работ были установлены расходы газопотребления для бытовых нужд населения, определена структура газонаполнительной станции, выполнены гидравлические расчеты и схемы газоснабжения внутридомового и внутриквартального газоснабжения, внутрицехового газопровода котельной, рассчитано количество резервуаров.

Раздел технологии возведения инженерных систем содержит ряд рекомендаций по монтажу и испытаниям газопровода, объём земляных работ, оптимальный комплект машин и механизмов.

В качестве технической реализации одного из перспективных предложений произведен расчет резервуаров с естественным и искусственным испарением групповой резервуарной установки, горелочного устройства для котла.

ВВЕДЕНИЕ

Газ является ценным промышленным сырьем. Доля газа в общем потреблении горючего топлива в стране достигла значения в 32%. В общем объеме энергетического баланса, не считая природного газа в значительную степень использования находят сжиженные углеводородные газы.

Сжиженные газы являются смесью пропана и бутана, с небольшими примесями. Главными источниками их получения считаются газы нефтяных месторождений, а также промпредприятия по переработке нефти.

При атмосферных условия сжиженные газы преобразуются в газообразное состояние, а при увеличении давления или при снижении температуры непосредственно преобразовываются в жидкость. Для транспортировки и хранения эти газы сжижаются, а применяются у потребителей в газовой фазе.

Главный потребителем такого топлива в нашей стране является коммунально-бытовой сектор.

Рациональное применение газообразного топлива с наибольшей реализацией его технологических плюсов, позволяет получить значительный финансовый эффект. Этот эффект непосредственно связан с увеличением КПД агрегатов и понижением расхода топлива, более легким регулированием температурных полей и состава газовой среды в рабочем пространстве печей и установок. В итоге удастся значительно повысить интенсивность изготовления и качество получаемой продукции. Использование газа для промышленных установок повышает условия труда и ведет к росту его производительности. В промышленности индустрии применение сжиженных углеводородных газов позволяет реализовать принципиально новые прогрессивные и экономически эффективные технологические процессы. Кроме того, использование газа в качестве горючего непосредственно позволяет на много повысить условия быта населения, санитарно-гигиенический уровень производства и нормализовать воздушный бассейн в городах и промышленных центрах.

Эффективность газоснабжения в народном хозяйстве во многом определяется корректностью выбора способов сжигания, технологичности оборудования и устройств, квалификацией обслуживающего персонала, действительностью системы контроля за использованием газа. При работе агрегатов на газовом топливе появляется возможность практически чистых продуктов сгорания.

Сжиженные углеводородные газы владеют многими положительными качествами природного газа и жидких топлив:

- достаточной простотой перевозки любым видом транспорта (автомобили, железные дороги, суда, авиации);
- легкостью регулирования и контроля горения;
- выделением максимального количества тепла (22-30 Мкал/м паровой или 5.8-6.7 Гкал/м жидкой фазы) в минимальный срок в минимальном объеме, необходимом для горения.

Кроме того, они достаточно свободны от сторонних вредных веществ и не содержат коррозионно-активных составляющих, доступны практически в любом месте использования, в большом количестве и владеют универсальной применимостью и экономичностью при широком диапазоне использования. Эффективно применяются в условиях рассредоточенных нагрузок в районах, отдаленных от магистральных газопроводов природного газа.

Также сжиженные газы обладают и недостатками. При естественном испарении пары смеси пропана и бутана имеют переменный состав, однако при искусственном испарении он однороден. Сжиженные газы взрывоопасны, их нижний предел взрываемости (1.5-9.5%). Они на много тяжелее воздуха и собираются в нижней части помещения (емкости), где может образоваться газообразная взрывоопасная смесь при достаточно небольших утечках. При затекании (в виде стелющегося тумана или прозрачного облака) в подвалы, устройства канализации, заглубленные помещения, сжиженные газы могут там оставаться максимально длительное время.

Главным звеном, в использовании сжиженного газа, является газонаполнительная станция (ГНС).

На ГНС отпуск газа производится, в автоцистернах и в баллонах разной емкостью до потребителей этого газа. Район Сибири и Дальнего востока в основном газифицированы на сжиженном газе. Разработана широкая сеть ГНС, групповых установок сжиженного газа, промежуточных складов баллонов и газонаполнительных пунктов. Сжиженный газ в основном используется на коммунально-бытовые нужды населения, часть газа используется на предприятиях коммунального хозяйства, а также прачечных.

1 Расчет годового газового потребления

Годовое потребление газа городом является неотъемлемой частью при составлении проекта газоснабжения.

Расчет годового потребления производят по нормам на конец расчетного периода с учетом перспективы развития городских потребителей газа.

Длительность расчетного периода устанавливают исходя из плана перспективного развития города или поселка. Все виды городского потребления можно сгруппировать следующим образом:

- а) бытовое потребление (потребление газа в квартирах);
- б) потребление в коммунальных и общественных предприятиях;
- с) потребление на отопление и вентиляцию зданий;
- е) промышленное потребление.

Потребители, названные в пп. «с» и «е», в балансе, составленном для сжиженного газа, обычно отсутствуют, если не учитывать отдельных небольших установок.

Возможное количество потребителей газа может быть определено исходя из:

- постройки и ее основных характеристик;
- количества и характеристики (по пропускной способности) предприятий и учреждений городского хозяйства;
- наличия централизованного горячего водоснабжения;
- характеристики отопительных систем;
- топливного и теплового баланса города.

Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, в следствии чего потребление газа рассчитывают исходя из средних норм, разработанных по итогам анализа многолетнего опыта фактического потребления газа и перспектив изменения этого потребления.

Наиболее трудно определить расход газа в квартирах. В нормах расхода газа предусмотрено, что население частично пользуется услугами коммунально-бытовых предприятий. Годовой расход на приготовление пищи

и горячей воды в квартирах при недоступности централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя расход газа составляет по нормам в данном проекте 4600 МДж/год чел.

1.1 Расчет численности населения

Согласно СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», правильное определение газопотребления, зависит от численности населения района, которое определяется по формуле:

$$N = m \cdot F \quad (1)$$

где m – плотность населения, 400 чел/га;

F - площадь застройки, определяется по генеральному плану, га.

Результаты расчетов приведены в таблице №1

Таблица 1 – Расчет численности населения

№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.	№ квартала	Площадь квартала, га	Количество проживающих, чел.
1	7,74	3096	15	7,7	3080
2	5,73	2292	16	5,26	2104
3	6,43	2572	17	6,45	2580
4	6,91	2764	18	12,3	4920
5	5,18	2072	19	11,6	4640
6	5,62	2248	20	7,7	3080
7	5,34	2136	21	7,7	3080
8	5,34	2136	22	7,7	3080
9	5,34	2136	23	12	4800
10	4,28	1712	24	7,22	2888
11	6,7	2680			
12	7,71	3084			
13	7,4	2960			
14	7,4	2960			Σ69100

1.2 Расчет газопотребления жилым районом

Результаты расчетов газового потребления жилым районом приведены в таблице №2

Таблица 2 – Расчет газопотребления жилым районом

Назначение расходуемого газа	Количество потребителе й	Норма расхода			Расход газа	
		На 1-го человека кДж	м ³ / чел	кг / чел	м ³	кг
1	2	3	4	5	6	7
При наличии газовой плиты и газового водонагревател я	55280	7300·10 ³	75,41	159,16	4168670,7	8798594,12
При наличии газовой плиты	3455	2540·10 ³	26,24	55,4	90654,3	191339,3
Суммарное количество газа	-	-	-	-	4259325	8989933,4
Суммарное количество с учетом резерва	-	-	-	-	5111190	10787920,1

Для заполнения таблицы №2, необходимо произвести следующие расчеты:

Плотность газовой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле

$$\rho_{\text{г}}^{\text{газ}} = \kappa_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} + \kappa_{\text{бут}} \cdot \rho_{\text{бут}}^{\text{газ}} \quad (2)$$

где $\kappa_{\text{пр}}, \kappa_{\text{бут}}$ - доли пропана и бутана в газе, $\kappa_{\text{пр}} = 0,85$; $\kappa_{\text{бут}} = 0,15$;

$\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}}, \rho_{\text{бут}}^{\text{газ}}$ - плотность газовой фазы пропана и бутана, равные $\rho_{\text{пр}}^{\text{газ}} = 2,019$ кг/м³, $\rho_{\text{бут}}^{\text{газ}} = 2,708$ кг/м³.

Плотность газовой фазы составляет

$$\rho_{\text{г}}^{\text{газ}} = 0,8 \cdot 2 + 0,2 \cdot 2,7 = 2,1 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Плотность жидкой фазы, кг/м³, рассчитывается по формуле

$$\rho_{\text{г}}^{\text{жс}} = \kappa_{\text{пр}} \cdot \rho_{\text{пр}}^{\text{жс}} + \kappa_{\text{бут}} \cdot \rho_{\text{бут}}^{\text{жс}} \quad (3)$$

где $\rho_{\text{пр}}^{\text{жс}}, \rho_{\text{бут}}^{\text{жс}}$ – плотность жидкой фазы пропана и бутана;

$$\rho_{\text{пр}}^{\text{жс}} = 585 \text{ кг} / \text{м}^3 ;$$

$$\rho_{\text{бут}}^{\text{жс}} = 601 \text{ кг} / \text{м}^3 .$$

$$\rho_{\varepsilon}^{\text{жс}} = 0,8 \cdot 585 + 0,2 \cdot 601 = 588,2 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Низшая теплота сгорания массовая, кДж/кг, рассчитывается по формуле

$$Q_P^{Hm} = K_{np} \cdot Q_{P(np..m)}^H + K_{бут} \cdot Q_{P(бут..m)}^H \quad (4)$$

где $Q_{P(np..m)}^H$ $Q_{P(бут..m)}^H$ – низшая массовая теплота сгорания пропана и бутана;

$$Q_{P(np..m)}^H = 45973 \text{ кДж} / \text{кг} ;$$

$$Q_{P(бут..m)}^H = 45431 \text{ кДж} / \text{кг} .$$

Низшая теплота сгорания массовая составляет

$$Q_P^{Hm} = 0,8 \cdot 45973 + 0,2 \cdot 45431 = 45864,6 \text{ кДж} / \text{кг}$$

Низшая теплота сгорания объемная, кДж/м³, рассчитывается по формуле

$$Q_P^{Hv} = K_{np} \cdot Q_{P(np..г)}^H + K_{бут} \cdot Q_{P(бут..г)}^H \quad (5)$$

где $Q_{P(np..г)}^H$ $Q_{P(бут..г)}^H$ – низшая теплота сгорания газовой фазы пропана и бутана;

$$Q_{P(np..г)}^H = 91321 \text{ кДж} / \text{м}^3 ;$$

$$Q_{P(бут..г)}^H = 118736 \text{ кДж} / \text{м}^3 .$$

Низшая теплота сгорания объемная составляет

$$Q_P^{Hv} = 0,8 \cdot 91321 + 0,2 \cdot 118736 = 96804 \text{ кДж} / \text{м}^3$$

Нормы расхода газа на 1-го человека, графа 3 (далее – Г), получаем согласно СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы».

Г4 – находится как отношение Г3 к объемной низшей теплоте сгорания пропана и бутана, кДж/кг

Г5 – отношением Г3 к массовой низшей теплоте сгорания пропана и бутана, кДж/м³

Г6 – является произведением Г4 и Г2, а Г7 – Г5 и Г2.

2 Расчет газонаполнительной станции

Газонаполнительные станции (ГНС) в системе обеспечения сжиженным газом населения, является основными производственными единицами. На ГНС осуществляется прием, хранение, распределение и в некоторых случаях поставку газа собственным автотранспортом. Газ на ГНС поставляют по

трубопроводам, в авто и Ж/Д цистернах. Для транспортировки газа до ГРУ используют автомобильные цистерны, а до потребителей газ поступает в баллонах различной емкости. Современные ГНС снабжены сливо-наливными постами, резервуарами хранения газов, насосно-компрессорным оборудованием для перекачки газа, а также блоками помещений, для обслуживающего персонала.

Проектирование ГНС должно происходить в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» (газоснабжение, Правила безопасности в газовом хозяйстве) и Госгазтехнадзора, т.к. ГНС являются объектами повышенной опасности. Эти документы регламентируют и регулируют безопасное расположение сооружений различных нужд. Также принимается правильная планировка территории, дорог, противопожарные требования к зданиям и сооружениям, резервуарами базы хранения, насосами, компрессорами и системами водоснабжения, отопления и вентиляции и многие другие положения.

На ГНС сжиженных газов осуществляются следующие операции:

- Прием сжиженного газа от поставщиков;
- Слив сжиженного газа в резервуары хранения;
- Его хранение в подземных и наземных резервуарах в баллонах и т.д.;
- Слив неиспарившихся остатков газа из сосудов;
- Разлив газа в баллоны, передвижные резервуары, автоцистерны;
- Прием пустых и выдача заполненных баллонов;
- Транспортировка газа в баллонах и по внутренней трубопроводной сети;
- Ремонт и переосвидетельствование баллонов и резервуаров ГНС;
- Технологическое обслуживание и ремонт оборудования ГНС;
- Доставка газа потребителям в баллонах и автоцистернах;
- Смешение паров сжиженных газов с воздухом или низкокалорийными газами;
- Подача паров сжиженных газов, газовоздушных смесей в городские системы распределения газа.

Эксплуатация ГНС должна производиться в соответствии с «Правилами эксплуатации ГНС сжиженного газа». В основу организации эксплуатации положена система планово-предупредительных ремонтов (ППР) и технологических обслуживаний, позволяющая планировать основные затраты рабочей силы и материальные расходы, снижение которых происходит за счет увеличения сроков службы основных фондов, уменьшения простоев, аварийности.

При эксплуатации газопровода и арматуры должны выполняться следующие работы:

- техническое обслуживание;
- технический ремонт;
- периодические испытания.

Наиболее опасными местами по возможности образования парогазовоздушной взрывоопасной смеси являются следующие участки проектируемого объекта:

- резервуарная установка;
- площадка для автоцистерны.

Причиной образования взрывоопасной смеси может стать выход газа СУГ в атмосферу при:

- неисправности оборудования на резервуаре;
- неисправности автоцистерны для транспортирования СУГ;
- нарушении регламентированных правил при проведении технического обслуживания, ремонта, освидетельствования оборудования;
- обслуживании оборудования неквалифицированным персоналом;
- свободном доступе посторонних лиц на объект.

Источником зажигания взрывоопасной смеси являются:

- удар молнии и его вторичные проявления;
- разряд статического электричества;
- неосторожное обращение с открытым огнем.

2.1 Расчет резервуарного парка ГНС

Наземные резервуары, предназначенные для хранения пропана, бутана и их смесей, рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре воздуха в летнее время, но не ниже 50°C.

Подземные резервуары рассчитываются на рабочее давление, соответствующее упругости паров сжиженного газа при максимальной температуре грунта в летнее время, но не ниже 25°C.

Горизонтальные цилиндрические резервуары бывают объемом 25, 50, 75, 100, 125, 150, 175 и 200 м³. Все отключающие устройства на наземных резервуарах должны располагаться в непосредственной близости штуцеров. У подземных резервуаров отключающие устройства, а также предохранительные клапаны и контрольно-измерительные приборы (КИП) должны находиться выше уровня земли.

Наземные резервуары для защиты от действия солнечных лучей окрашиваются светлой краской, а подземные должны быть покрыты битумной изоляцией и засыпаны песчаным грунтом.

В проекте предусмотрена подземная установка резервуаров на ГНС на основании:

- Безопаснее при возникновении пожара;
- Незначительные изменения температуры грунта, надежная теплоизоляция в зимнее время;
- Экономически выгодная эксплуатация.

Общий объем хранения газа на ГНС, м³ определяется по формуле

$$V = \frac{Qn}{365 \cdot \rho \cdot k} \quad (6)$$

n – принятый запас хранения, сут;
 k – коэффициент наполнения резервуара (для подземного размещения равен 0,9);
 ρ – плотность жидкой фазы, кг/м³;
 365 – количество дней в году.

$$V = \frac{10787920,10 \cdot 5}{365 \cdot 588,2 \cdot 0,9} = 279 \text{ м}^3$$

Далее определяем необходимое количество резервуаров при единичном объеме одного резервуара марки ПС-100 по формуле

$$n = \frac{V}{V_p} \quad (7)$$

где V – запас сжиженного газа на ГНС, м³;
 V_p – единичный объем принятого к установке резервуара равный 100 м³.

Количество резервуаров составляет

$$n = \frac{2,79}{100} = 2,79 \approx 3 \text{ шт}$$

2.2 Расчет сливноналивных устройств

Эстакада — это сооружение из металлической или ж/б конструкций высотой 5м. и длиной до 180 м. в зависимости от общего числа сливно-наливных устройств.

Под сливно-наливными устройствами прокладывают коллекторы жидкой и паровой фаз сжиженного газа, соединенные с трубопроводами станции.

Количество сливно-наливных устройств принимается из условия обеспечения суточного слива или налива, исходя из месячного грузооборота и грузоподъемности цистерн. Количество сливных эстакад определяется по формуле

$$N = \frac{Q_{max}}{30 \cdot G} \quad (8)$$

где Q_{max} – максимальный месячный грузооборот, кг;
 G – масса газа в одной цистерне, равна 32,1 т.

$$N = \frac{10787920,10}{30 \cdot 32,1 \cdot 1000 \cdot 12} = 0,9 \approx 1шт$$

С учетом развития ГНС и газификации принимаем 1 сливноналивное устройство.

2.3 Расчет предохранительно-запорных клапанов

На резервуарах во избежание чрезмерного повышения давления применяются пружинные запорно-сбросные клапаны типов ППК4, ППК4Р.

Предохранительные запорные клапаны (ПЗК) являются устройством, обеспечивающим безопасность эксплуатации оборудования в условиях повышенного давления газа. После сброса необходимого количества среды клапан автоматически закрывается. Так как чрезмерное повышение давления очень важный фактор, установка ПЗК на резервуарах являются обязательной.

Причины увеличения давления

- нагрев солнечной радиацией или в случае возникновения пожара;
- увеличение объема жидкости в случае переполнения;
- наполнение резервуара сжиженным газом, имеющим упругость паров более высокую, чем та, на которую рассчитан резервуар;
- подача жидкой фазы насосом при заполненном резервуаре и т.д.

На каждом резервуаре, для предотвращения повышения давления, применяют один или несколько ПЗК. В зависимости от конструкции привода клапана, они разделяют на рычажно-грузовые и пружинные.

Пружинные ПЗК лучше рычажных, тем что они:

- точнее и тщательнее фиксируется регулировка;

- простая конструкция;
- компактная форма.

Таким образом, предохранительные клапаны представляют собой арматуру, для использования автоматического выпуска жидких и газообразных сред из системы высокого, в систему низкого давления или атмосферу и предназначены для безопасной эксплуатации установок и предотвращения возможных аварий.

Определение необходимой площади проходного сечения клапана, мм², производится с учетом правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, по формуле

$$F_{\text{с}} = \frac{\sigma}{15,9 \cdot \alpha \cdot B \cdot ((P_1 - P_2) \rho)^{1/2}}, \quad (9)$$

где σ – максимально возможная пропускная способность клапана, кг/ч;

α – коэффициент расхода газа клапаном равный 0,6;

B – коэффициент учитывающий расширение среды;

P_1 – максимальное избыточное давление газа перед клапаном, МПа;

P_2 – избыточное давление за предохранительным клапаном, МПа;

ρ – плотность газа при рабочих параметрах P_1 и t_1 , кг/м³.

Максимальное избыточное давление газа перед клапаном для сосудов с давлением до 6 МПа составляет $P_1 = P_p + 0,1 \cdot P_p + 0,1 = 2,3$ МПа, откуда P_p – рабочее давление клапана МПа.

Плотность газа при рабочих параметрах P_1 и t_1 , кг/м³, определяется по формуле

$$\rho = \frac{\rho_n \cdot P_1 \cdot T_n}{T_1 \cdot P_n \cdot Z}, \quad (10)$$

где ρ_n , T_n , P_n – плотность, температура и давление при нормальных условиях, равные соответственно 2.29 кг/м³, 273 К, 10332 кг/м²;

P_1, T_1 – давление и температура в рабочих условиях, равные соответственно 23000 кг/м², 333 К;

Z – коэффициент сжимаемости реального газа равный 0,9.

Плотность газа при рабочих параметрах составляет

$$\rho = \frac{2.29 \cdot 23000 \cdot 273}{333 \cdot 10332 \cdot 0,9} = 4,64 \text{ кг/м}^3$$

Определяем максимальную производительность резервуара, кг/ч, по формуле

$$\sigma = K \cdot F \cdot (t_a - t_{ж}) / q, \quad (11)$$

где K – коэффициент теплопередачи от окружающего горячего воздуха через стенку неизолированного резервуара к жидкости равный 23,2 Вт/м²ч°С;

F – наружная поверхность резервуара, равная 1480 м²;

t_a – температура окружающей среды, равная 550°С;

$t_{ж}$ – температура кипения жидкости при абсолютном давлении ее в резервуаре, равная 60°С;

q – скрытая теплота испарения при $t_{ж}$, Вт/кг, равная 295,48 кДж/кг=1241 ккал/кг=1439 Вт/кг.

Максимальная производительность резервуара составляет

$$\sigma = 23,1 \cdot 1480 \cdot (550 - 60) / 1439 = 1168,8 \text{ кг/ч.}$$

Для проверки полученного результата воспользуемся эмпирической формулой для ориентировочных расчетов в соответствии с требованиями [15, раздел 9].

$$\sigma = 1000 \cdot D \cdot (L + (D / 2)), \quad (12)$$

где D – диаметр резервуара, м;

L – полная длина резервуара, м.

Результат подсчета составляет

$$\sigma = 1000 \cdot 3,02 \cdot (14,2 + (3/2)) = 47444,2 \text{ кг/ч}$$

Определяем площадь проходного сечения по формуле (9) и составляет

$$F_c = \frac{14233,3}{15,9 \times 0,6 \times 0,72 \times ((2,3 - 0)4,64)^{1/2}} = \frac{14233,3}{22,439} = 634 \text{ мм}^2.$$

Диаметр клапана, мм, вычисляют по формуле

$$d = \sqrt{\frac{4 \times F_c}{\pi}}, \quad (13)$$

где F_c – площадь проходного сечения, мм².

Диаметр клапана равен

$$d = \sqrt{\frac{4 \times 634}{3,14}} = 28,4 \text{ мм}$$

Подбираем предохранительный полноподъемный клапан марки ППК4-16, $d_y=50$ мм, $d_c=50$ мм, с пружиной номер 3а, пределы регулирования 1,9-2,3 МПа.

2.4 Расчет насосно-компрессорного отделения

Для перемещения сжиженных газов по ГНС в основном используются насосы и компрессоры.

При нормальной работе ГНС компрессоры используются:

- для перекачки сжиженного газа из Ж/Д и авто цистерн путем выдавливания;
- создания необходимого подпора для нормальной работы насосов;
- удаление остаточных паров из опорожненных цистерн и резервуаров.

Компрессоры необходимо оборудовать в закрытых отапливаемых помещениях. Также допускается их размещение на открытых площадках под навесами (в районах, с благоприятными для работы оборудования и персонала климатическими условиями). Для безопасного ведения процесса, обеспечения нормальных условий труда обслуживающего персонала и исключения травматизма проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- заземление автоцистерны, присоединительных рукавов при сливе СУГ в подземные резервуары;

- заземление оборудования и газопровода;
- герметичный слив СУГ.

Работник, выполняющий операции по сливу газа обеспечивается спецодеждой, спецобувью установленного образца, головным убором и защитными очками.

Компрессор, отсасывая паровую фазу из заполняемого резервуара, нагнетает ее в паровое пространство цистерны. Возникает разность давлений, за счет чего происходит, перелив жидкости в нужном направлении. Подбор насосно-компрессорного оборудования выполняется с учетом объема и характера выполняемых работ по перекачке сжиженных газов по системе сливно-наливных трубопроводов. При выборе числа и типа насосов предусматривают максимальные затраты газа на железнодорожные цистерны и баллоны во время сливно-наливных работ. При выборе производительности компрессора, как правило принимается во внимание только увеличение давления от конденсации в сливаемой цистерне.

Производительность компрессора, кг/ч, найдем по формуле

$$G_k = \frac{F \cdot K \cdot P}{r \cdot t^{1/2}} \quad (14)$$

где K – коэффициент условий охлаждения, принимаемый 30 – 50;
 F – поверхность зеркала конденсации, м²;
 t – время 2 часа;
 r – скрытая теплота парообразования 80 кДж/кг.

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе, м/с, определяется

$$W_{ж} = V_{г} \cdot K / (f_{г} \cdot 3600 \cdot \tau), \quad (15)$$

где K – коэффициент заполнения цистерны, равный 0,8.

Скорость движения жидкости в сливном трубопроводе составляет

$$W_{жс} = \frac{153 \cdot 0,8}{0,00785 \cdot 3600 \cdot 2} = 2,17 \text{ м / с}$$

Гидравлическое сопротивление трубопровода, кгс/м, определяем по формуле

$$\Delta P_r = \frac{\ell_r}{d_r} \lambda \cdot \rho \frac{w_{жс}^2}{2 \cdot g}, \quad (16)$$

где λ – коэффициент гидравлического трения трубы, равный 0,02;

ρ – плотность смеси, кг/м³.

Гидравлическое сопротивление трубопровода составляет

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot \left(\frac{200}{0,1} \right) \cdot \left(\frac{2,17 \cdot 588,2}{2 \cdot 9,81} \right) = 5188 \text{ кгс} \cdot \text{с} / \text{м}^2$$

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны, м², определяется по формуле

$$F = D \cdot L, \quad (17)$$

где D, L – размеры компрессора, м.

Максимальная поверхность зеркала испарения одной цистерны составляет

$$F = 2,6 \cdot 10,8 = 28 \text{ м}^2.$$

Определим среднюю производительность компрессора при $\tau_{ср} = \tau / 2 = 1$ ч по формуле (14), и она составляет

$$G_{ксп} = \frac{28,08 \cdot 50 \cdot 2}{80 \cdot 2^{1/2}} = 24,82 \text{ кг} / \text{ч}$$

Работа компрессора впервые 5 минут будет равна

$$G_{нач} = \frac{28,08 \cdot 50 \cdot 2}{80 \cdot 0,083^{1/2}} = 122 \text{ кг} / \text{ч}$$

Таким образом, производительность компрессора должна быть более 24.82 кг/ч, но не должна превышать 122 кг/ч. В реальных условиях по мере опорожнения транспортной цистерны развиваемый компрессором перепад давления будет уменьшаться. К установке принимаем компрессор АУ-45 с подачей 318,2 кг/ч при давлении всасывания 0,4 МПа с мощностью двигателя 10,7 кВт и частотой вращения 910 об/мин.

2.5 Расчет числа баллонов, подлежащих заполнению в течение суток

Одним из основных отделений на ГНС, является отделение по заполнению баллонов газом. Оно оснащено ручными, полуавтоматическими автоматическими раздаточными постами. Если количество заполняемых баллонов 200-500, то используется ручная или полуавтоматическая заправка, если это число превышает 500 баллонов то применяется автоматическая заправка.

Процесс заправки баллонов состоит из двух операций: наполнения и контроля количества, залитого в баллон сжиженного газа.

Количество заполняемого газа можно определяется взвешиванием или измерением объема жидкости, то есть имеется два метода: весовой и объемный .

Число боллонов определяется исходя из необходимости суточной реализации газа, определяется формуле

$$n_{\text{б}} = \frac{G_{\text{сут}}}{g} \quad (18)$$

где $G_{\text{сут}}$ – максимальное потребление газа, т/сут;
 g – масса газа в одном баллоне равная 0,021 т.

$$G_{\text{сут}} = Q_{\text{год}} \cdot \frac{K}{365} \quad (19)$$

где K – реализация газа через газобаллонные установки.
 Суточный расход газа равен

$$G_{сут} = 10787920,1 \cdot \frac{0,1}{365} = 2,96 \text{ т / сут}$$

Число баллонов определяем по формуле (18), и составляет оно

$$n_{\delta} = \frac{2,96}{0,021} = 140,74 \approx 141 \text{ шт}$$

2.6 Расчет числа постов для слива неиспарившихся остатков

В зимнее время года из все баллоны должны быть обязательно слиты остатки.

Число постов для слива определяется по формуле

$$m = \frac{n_{\delta} \cdot t_{сл}}{T_{сл}} \quad (20)$$

где n_{δ} – количество баллонов, шт;

$t_{сл}$ – время слива баллона (10 мин);

$T_{сл}$ – в течение смены (480 мин).

Число постов для слива равно

$$m = \frac{141 \cdot 10}{480} = 2,9 \approx 3 \text{ шт.}$$

2.7 Расчет числа газораздаточных колонок

Для заправки сжиженным газом автоцистерн на ГНС необходимы газораздаточные колонки.

Количество колонок находится из необходимости реализации газа в автоцистернах в сутки

$$N_K = \frac{G_{сут}}{g \cdot k \cdot \tau} \quad (21)$$

где $G_{сут}$ – расход газа в сутки, т;

g – расчетная производительность колонки, равна 1 т/ч;

τ – время работы колонки в сутки, равно 6 часов;

k – коэффициент использования автотранспорта, принят равным 0,65.

Суточная реализация газа, т, определяется по формуле

$$G_{сут} = \frac{G \cdot n}{365} \quad (22)$$

где n – доля реализации газа через групповые установки равный 0,9;
 G – общий расход газа, т.

Суточная реализация газа равна

$$G_{сут} = \frac{10787,92 \cdot 0,9}{365} = 26,6 \text{ т}$$

Число колонок определяется по формуле (21) и составляет

$$N_k = \frac{26,6}{1 \cdot 0,65 \cdot 6} \approx 7 \text{ шт}$$

Принимаем семь газораздаточных колонок для заправки автоцистерн.

2.8 Расчет числа автомобилей для перевозки баллонов

Для перевозки баллонов с газом до потребителя на ГНС необходимы автомобили типа «клетка». Следовательно, необходимо произвести расчет кол-во автомобилей для транспортировки газа от ГНС до пунктов назначения.

Находим число рейсов автомобиля в сутки по формуле

$$n = \frac{t}{2 \cdot l / c + 2 \cdot t_1} \quad (23)$$

где n – количество рейсов в сутки;

t - число часов работы автомашины за 24 часа, ч;

l - расстояние от ГНС до потребителей, км (3-5);

c - средняя техническая скорость автомобиля, км/ч (40-50);

t_1 - время погрузки и разгрузки, 1,5 ч.

Число рейсов составляет

$$n = \frac{8}{2 \cdot 5 / 50 + 2 \cdot 1,5} = 2,5 \approx 3 \text{ рейса}$$

В сутки автомашина выполняет 3 рейса.

Находим ср. объем транспортировок одной автомашиной в сутки, т, по формуле

$$g_1 = g \cdot n \quad (24)$$

где g - грузоподъемность одного автомобиля равная 0,8 т;
 n - количество рейсов одного автомобиля в день.

Средний объём перевозок одним автомобилем составляет

$$g_1 = 0,8 \cdot 3 = 2,4 \text{ т}$$

Необходимый объем перевозок в сутки, т, находим по формуле

$$g_2 = \frac{Q \cdot k}{N} \quad (25)$$

где N - число рабочих дней в году;
 Q - количество газа реализуемое через газобаллонные установки, т;
 k - коэффициент неравномерности, принимается 1,5.

Необходимый объем перевозок в сутки составляет

$$g_2 = \frac{10787,92 \cdot 1,5}{250} = 64,7 \text{ т}$$

Таким образом, требуемое количество автомобилей, шт, определится по формуле

$$A_a = \frac{g_2 \cdot 0,1}{g_1} \quad (26)$$

Необходимое количество автомобилей составляет

$$A_a = \frac{64,7 \cdot 0,1}{2,4} \approx 3 \text{ шт}$$

Для перевозки данного количества баллонов необходимо 3 автомашины.

3 Расчет групповых резервуарных установок сжиженного газа

Для газоснабжения жилых кварталов с многоэтажными зданиями сжиженным газом используются групповые резервуарные установки с естественным и искусственным испарением, т.е. установки, в которых испарение жидкости

происходит за счет тепла окружающего грунта или за счет тепла искусственного теплоносителя в виде пара, горячей воды, продуктов сгорания, электроэнергии и др.

Резервуары подземного размещения для хранения жидкой фазы сжиженного углеводородного газа с установленной на них арматурой, позволяющей осуществлять сливные и наливные операции, контролировать давление в резервуарах, определять уровень топлива, регулировать необходимое давление паровой фазы в процессе эксплуатации, забирать паровую фазу и обеспечивать безопасную эксплуатацию резервуарных установок и системы в целом. Для подачи газа в жилые дома, используется групповая установка, которая состоит из двух или более резервуаров с головками управления. Число резервуаров определяется расчетом.

Резервуары размещаются в 1 и 2 ряда. Их объединяют в блоки. Каждый блок содержит свой арматурный узел. Он размещается на фланце головки резервуара и закрывается металлическим кожухом. Резервуары хранения жидкой фазы оборудованы предохранительными клапанами, регуляторами давления, приборами контроля давления и определения уровня, а также необходимой запорной арматурой, позволяющей осуществлять сливные и наливные операции, забирать паровую фазу потребителю (на котлы). Арматура на емкостях защищена от воздействия атмосферных осадков металлическими кожухами

Для пожаротушения на ГРУ имеются: ящик с песком, лопата, огнетушитель (летом).

Для бесперебойного снабжения населения газом объем резервуаров рассчитывают исходя из двухнедельного запаса газа. Проектирование, строительство и эксплуатация ГРУ производится по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы», "Правил безопасности в газовом хозяйстве Ростехнадзора СНГ".

Для защиты от коррозии все резервуары покрываются битумом. Они устанавливаются в котловане на фундаментах.

3.1 Расчет резервуарной установки с естественным испарением

Схема газоснабжения включает в себя ГРУ с естественным испарением, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Производительность резервуаров зависит от фракционного состава газа (содержание пропана), температурных условий, в которых находятся резервуары, и режима наполнения резервуаров газом по мере его расхода.

Надежность и экономичность резервуарных установок в значительной степени зависит от корректности выбора количества резервуаров и правильности определения расчетного расхода газа.

Требуемое количество резервуаров в установке, шт, находим по формуле

$$N = \frac{V_p}{U_{рез}} \quad (27)$$

где $U_{рез}$ - производительность одного резервуара, м³/ч, определяется по номограмме [5, рисунок 2], для выбранного резервуара объемом 5 м³ равна 3 м³/ч;

V_p - расчетный расход газа, м³/ч, при максимально суточном потреблении.

Расчетный расход газа при максимально суточном потреблении, м³/ч, определяется по формуле

$$V_p = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год} \cdot k_2^H}{Q_H^P \cdot 365} \quad (28)$$

где n - количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки, для

рассматриваемого квартала №10 равно 1712 человек;

K_n - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года,

при наличии плит и принимается равным 1,4;

$q_{год}$ - расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж. Для

приготовления пищи при наличии горячего водоснабжения норма расхода равна $2800 \cdot 10^3$ кДж;

K^H_2 -показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12;

Q_{H^p} – низшая объемная теплота сгорания газа, кДж/м³.

Расчетный расход газа при максимально суточном потреблении равен

$$V_p = \frac{1712 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3 \cdot 0,12}{96804 \cdot 365} = 22,8 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Требуемое количество резервуаров в установке находим по формуле (27), и составляет оно

$$N = \frac{22,8}{3} \approx 8 \text{ шт}$$

.Для восьми резервуаров коэффициент равен $m = 0,64$.

Производительность групповой установки с учетом влияния резервуаров, м³/ч, определяется по формуле

$$V_{уст} = N \cdot V_{рез} \cdot m \quad (29)$$

Производительность групповой установки с учетом взаимного влияния резервуаров составляет

$$V_{уст} = 8 \cdot 5 \cdot 0,64 = 25,6 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Для обеспечения бесперебойности снабжения, запас газа в резервуарах установки должен быть не менее чем на 2 недели. Поэтому следует проверить запас газа, находящийся в резервуарах установки, м³, по формуле

$$V_{зап} = N \cdot V_{геом} \cdot h \cdot V_{сж} \quad (30)$$

где $V_{геом}$ — геометрическая емкость резервуара, 5 м³;

h – количество газа, которое может быть отобрано из резервуара между очередными заправками, $h = 0,85 - (0,25 \dots 0,35)$;

$\vartheta_{сж}$ – объем паров, образующихся при испарении 1 м³ сжиженного газа.

При испарении 1 м³ жидкого пропана образуется 269 м³ пара, а при испарении 1 м³ бутана – 235 м³ пара.

Определяется объем паров, м³, по формуле

$$V_{сж} = 269 \cdot K_{пр} + 235 \cdot K_{бут} \quad (31)$$

где $K_{пр}$, $K_{бут}$, – доли пропана и бутана в составе газа.

Объем паров составляет

$$V_{сж} = 269 \cdot 0,8 + 235 \cdot 0,2 = 262,2 \text{ м}^3$$

Запас газа, находящийся в резервуарах установки, определяется по формуле (30) и составляет

$$V_{зан} = 8 \cdot 5 \cdot 0,5 \cdot 262,2 = 5244 \text{ м}^3$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки определяется по формуле

$$Z = \frac{V_{зан}}{V_{сут}} \quad (32)$$

где $V_{сут}$ - среднесуточный расход газа, м³/сут

Среднесуточный расход газа, м³/сут, определяется по формуле

$$V_{сут} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год}}{Q_H^P \cdot 365} \quad (33)$$

Среднесуточный расход газа составляет

$$V_{сут} = \frac{1712 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3}{96804 \cdot 365} = 190 \text{ м}^3 / \text{сут}$$

Число суток между очередными заправками резервуаров установки определяется по формуле (32) и составляет

$$Z = \frac{5244}{190} \approx 28 \text{ суток}$$

3.2 Расчет резервуарной установки с искусственным испарением

Схема газоснабжения включает в себя ГРУ с искусственным испарением, трубопроводы обвязки, распределительные газопроводы и запорно-регулирующую арматуру.

Резервуарные установки сжиженного газа могут оборудоваться емкостями, проточными и комбинированными испарителями.

Количество и требуемую производительность испарителя необходимо определить исходя из расчетного расхода газа.

Требуемая производительность, кг/ч, определяется по формуле

$$G = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{\text{год}} \cdot K_2}{Q_H^P \cdot 365} \quad (34)$$

где n - количество жителей, пользующихся газом от резервуарной установки,

для рассматриваемого квартала №10 равно 1712 человек;

K_n - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года,

при наличии плит принимается равным 1,4;

$q_{\text{год}}$ - расход газа в тепловых единицах на одного человека в год, кДж;

для приготовления пищи при наличии в квартире горячего водоснабжения норма расхода равна $2800 \cdot 10^3$ кДж;

K_2 -показатель часового максимума суточного расхода, принимается равным 0,12;

Q_H^P - низшая массовая теплота сгорания, кДж/кг.

Требуемая производительность составляет

$$G = \frac{1712 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3 \cdot 0,12}{45864,6 \cdot 365} = 48,1 \text{ кг / ч}$$

Требуемое количество испарителей находим по формуле:

$$N_u = \frac{G}{G_u} \quad (35)$$

где G_u паспортная производительность одного испарителя, выбранного по технико-экономическим показателям с учетом климатических условий их эксплуатации.

Требуемое количество испарителей составляет

$$N_u = \frac{48,1}{60} \approx 1шт$$

Количество резервуаров, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется исходя из расчетного суточного расхода и принятого запаса по формуле

$$N = \frac{Z \cdot G_{сут}}{V_{рез} \cdot \rho_{ж}} \quad (36)$$

где Z – число суток между очередными заправками. Принимается в зависимости от радиуса обслуживания, качества автомобильных дорог и климатических условий (от 7 до 30 сут);

$V_{рез}$ – полезная емкость одного резервуара, 5 м³;

ρ – плотность жидкой фазы газа, кг/м³;

$G_{сут}$ – среднесуточный расход газа, кг/сут.

Среднесуточный расход газа, кг/сут, определяется по формуле

$$G_{сут} = \frac{n \cdot K_n \cdot q_{год}}{Q_H^P \cdot 365} \quad (37)$$

Среднесуточный расход газа составляет

$$G_{сут} = \frac{1712 \cdot 1,4 \cdot 2800 \cdot 10^3}{45864,6 \cdot 365} = 400,9 кг / сут$$

Количество резервуаров, необходимое для снабжения газом потребителей, определяется по формуле (36) и составляет

$$N = \frac{10 \cdot 400,9}{5 \cdot 588,2} = 2шт$$

Таким образом, для газоснабжения квартир необходима резервуарная установка из 2-х резервуаров емкостью 5 м³ и 1-го форсуночного испарителя.

4 Расчет внутридомового газопровода

В жилые строения газ поступает по газопроводам от городской распределительной сети. Эти газопроводы состоят из ответвлений, подводящих газ к строению и внутридомовым газопроводам, которые в свою очередь производят транспортировку газа внутри здания, после чего газ распределяется между каждым газовым прибором. Газопровод монтируется в здания через нежилые помещения, в которых возможен беспрепятственный осмотр труб. На вводе газопровода необходимо установить кран шаровой фланцевый, штуцер для продувки и отбора проб. В качестве уплотнителя-изолятора между фланцами крана применить прокладку паронитовую ПОН, ПНБ толщиной 4 мм (фторопласт, винипласт). Соединение фланцев обеспечить шпильками, которые изолируются от фланца фторопластовыми втулками.

Конструкция запорной арматуры должна обеспечивать стойкость к транспортируемой среде и испытательному давлению. Запорная и регулирующая арматура должна обеспечивать герметичность затворов не ниже класса В.

Запорная арматура, устанавливаемая на наружных газопроводах в районах с холодным климатом должна быть в климатическом исполнении 5 по ГОСТ 15150-69 УХЛ1, УХЛ2, ХЛ1, ХЛ2.

Все установленное оборудование и арматура имеют сертификаты соответствия и Декларации соответствия Таможенного Союза.

Газовые стояки прокладывают в кухонных помещениях, лестничных площадках или холле. Если газ от после ввода в жилое здание разветвляется на несколько стояков, то необходимо на каждом из них установить кран или задвижку. Также перед каждым газовым прибором применяют краны.

Сопротивление газа в трубопроводах формируется из сопротивлений на трение и в местных сопротивлениях.

При определении потерь давления в газопроводах низкого давления должны предусматриваться не только потери на трение и местные сопротивления, но и потери, вызываемые разностью плотностей газа и воздуха, т.е. гидростатический напор.

Гидравлический расчет начинаем с определения расчетных расходов газа по участкам.

Вычерчиваем аксонометрическую схему внутридомового газопровода, разбиваем на участки, начиная с наиболее удаленного прибора в здании для стояка с максимальным расходом. Расчётная схема представлена в приложении А.

На расчетной схеме проставляем номера участков от дальнего прибора до ввода в здание и определяем расходы газа по участкам внутридомовой сети по номинальным расходам газа приборами. Коэффициенты одновременности и часового максимума принимаем по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы».

Определяем расчетные расходы газа по участкам по формуле

$$V_z = \Sigma K_0 \frac{g_i}{Q_n^p} n_i \quad (38)$$

где k_0 – коэффициент одновременности действия однотипных групп приборов, принимается по СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы»;

g_i – номинальный расход газа одним или несколькими приборами, кДж/ч. Для двухкомфорочной плиты с духовным шкафом (П2) -25000 кДж/ч, то же для четырехкомфорочной (П4)-40000 кДж/ч, для водонагревателя проточного (ГВ)-100000 кДж/ч;

Q_n^p – низшая теплота сгорания кДж/ м³;

n_i – число квартир.

Результаты расчетов приведены в таблице №3

Таблица 3 – Расход газа на каждом участке

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	Коэффициент одновременности, K_0	Расчетный расход газа V_p , м ³ /ч
1–2	П4	1	1	0,41
2–3	П4	1	1	0,41
3–4	2П4	2	0,65	0,54
4–5	3П4	3	0,45	0,56
5–6	4П4	4	0,35	0,58
6–7	5П4	5	0,29	0,60
7–8	10П4	10	0,254	1,05
8–9	15П4	15	0,24	1,49

Длины участков измеряем по плану секции.

Определяем расчетные длины участков по формуле:

$$L_p = L \cdot \left(1 + \frac{a}{100} \right) \quad (39)$$

где L – длина участка по плану, м;

a – процентная надбавка к потерям на трение, (для внутриквартирных разводок при длине разводки 1-2 м – 450%, для стояков – 20%, на газопроводах от вводов в здание до стояка – 25%)

Средние удельные потери давления, Па/м, определяются по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp} = \frac{350}{\Sigma L_p} \quad (40)$$

где 350 – расчетный перепад давления во внутридомовом газопроводе, 350 Па;
 ΣL_p – сумма расчетных длин по участкам, м.

Согласно принятым расходам газа определяем диаметры газопровода по участкам, принимая ближайшие к стандартным размерам труб по номограмме [4, рисунок 11.10].

Затем находим, по этой же номограмме, действительные потери давления по участкам $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d$, по диаметрам газопровода и расчетным расходам газа по участкам.

Далее находим потери давления по участкам, Па/м, по формуле

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{l}\right)_d \cdot L_p \quad (41)$$

Находим гидростатический напор, Па, по формуле

$$H_z = \pm 9,81 \cdot z \cdot (\rho_v - \rho_g) \quad (42)$$

где z – разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода,

м;

ρ_v – плотность воздуха, кг/м³ равный 1,29 кг/м³;

ρ_g – плотность газа, кг/м³ равный 2,14 кг/м³.

Определив потери давления на участках с учетом гидростатического давления, находится их сумма по всем участкам, она не должна превысить значение расчетного перепада давления 350 Па.

Результаты расчетов приведены в таблице №4

Таблица 4 – Гидравлический расчет внутридомового газопровода

№ участка	Расчетный расход газа V_p , м³/ч	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Надбавка на местные сопротивления α , %	Разность абсолютных отметок z , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp}$ Па/м	Удельная потеря давления $\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_a$ Па/м	Потеря давления ΔP , Па	Гидростатический напор H_r , Па	Общая потеря давления на участке $\Delta P + H_r$ Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1–2	0,41	1	5,5	450	0	21,3х2,8	7,59	0,8	4,4	0	4,4
2–3	0,41	3	3,6	20	3	21,3х2,8	7,59	0,8	2,88	24,99	27,87
3–4	0,54	3	3,6	20	3	21,3х2,8	7,59	1	3,6	24,99	28,59
4–5	0,56	3	3,6	20	3	21,3х2,8	7,59	1,2	4,32	24,99	29,31
5–6	0,58	1	1,2	20	1	21,3х2,8	7,59	1,2	1,44	8,33	9,77
6–7	0,60	14,4	18	25	0	21,3х2,8	7,59	1,2	21,6	0	21,6
7–8	1,05	0,5	0,625	25	0	21,3х2,8	7,59	2	1,25	0	1,25
8–9	1,49	8	10	25	0	21,3х2,8	7,59	3	30	0	30
			$\Sigma 46,125$								$\Sigma 152,8$

Условие расчета выполнено, т.к. 152,8 Па < 350 Па

5 Расчет внутриквартирного газопровода

Расчет производится для квартирного газопровода низкого давления. Расчетный перепад давления принимается 250 Па, потери давления местных сопротивлений учитываются с помощью надбавки 10% к потерям давления по длине.

Расчет считается законченным, если суммарные потери давления по наибольшей магистрали не превышают 250 Па. Расчетные расходы газа на участках, м³/ч, определяются по формуле

$$V_z = \Sigma K_0 \frac{g_i}{Q_n^p} n_i \quad (43)$$

В начале расчета определяем количество жителей в одном доме. За расчетный принимаем квартал №10.

Определяем количество подъездов по формуле

$$N_{под} = \frac{N_{пот}}{K_{сем} \cdot N_{кв}} \quad (44)$$

где K – коэффициент семейности (по заданию);

$N_{кв}$ – количество квартир в подъезде;

$N_{пот}$ – 1712 – количество жителей квартала.

$$N_{под} = \frac{1712}{3,7 \cdot 15} = 31шт$$

Принимаем 6 домов по 6 секций (подъездов).

Длины участков замеряются по плану

Расчетная длина, м, по формуле

$$L_p = 1,1 \cdot L \quad (45)$$

Диаметр определяются по номограмме для определения потерь давления в газопроводах низкого давления, причем диаметр зависит от расчетного расхода газа и средней удельной потере давления, Па/м, которая находится по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_{cp} = \frac{250}{\Sigma L_p} \quad (46)$$

Далее аналогично предыдущему расчету определяем действительные потери давления по участкам $\left(\frac{\Delta P}{l} \right)_д$, и потери давления ΔP .

В конце расчета суммируются потери давления по всем участкам, итог не должен превышать расчетного перепада давления 250 Па.

Результаты расчетов приведены в таблице №5 и №6

Таблица 5 – Расход газа для участков внутриквартального газопровода

Номер участка	Ассортимент прибора	Число квартир	K_0	V_p , м³/ч
1–2	15П4	15	0,24	1,49
2–3	105П4	105	0,21	9,11
3–4	120П4	120	0,21	10,41
4–5	135П4	135	0,21	11,71
5–6	135П4	150	0,21	13,02
6–7	225П4	240	0,2	19,83
7–8	265П4	265	0,2	21,90
8–9	280П4	280	0,2	23,14
9–10	370П4	370	0,19	29,05
10–11	385П4	385	0,185	29,43
11–12	400П4	400	0,18	29,75
12–13	415П4	415	0,18	30,87
13–14	505П4	505	0,18	37,56
14–15	520П4	520	0,18	38,68
15–16	535П4	535	0,18	39,79
16–17	550П4	550	0,18	40,91

Таблица 6 – Гидравлический расчет внутриквартального газопровода

№ участка	Расчетный расход газа V_p , м³/ч	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода d , мм	Удельная потеря давления $(\Delta P/L)_d$, Па/м	Потери давления ΔP , Па
1	2	3	4	5	6	7
1–2	1,49	10	11	26,8x2,8	0,08	0,88
2–3	9,11	7	7,7	33,5x3,2	1,1	8,47
3–4	10,41	17	18,7	33,5x3,2	1,2	22,44
4–5	11,71	17	18,7	33,5x3,2	1,6	29,92
5–6	13,02	11	12,1	38x3	0,6	7,26
6–7	19,83	6	6,6	42,3x3,2	1	6,6
7–8	21,90	17	18,7	45x3	0,7	13,09
8–9	23,14	27	29,7	45x3	0,8	23,76
9–10	29,05	9	9,9	48x3,5	1,2	11,88
10–11	29,43	17	18,7	48x3,5	1,2	22,44
11–12	29,75	17	18,7	48x3,5	1,2	22,44
12–13	30,87	14	15,4	48x3,5	1,21	18,6
13–14	37,56	3	3,3	57x3	0,6	1,98
14–15	38,68	17	18,7	57x3	0,6	11,22
15–16	39,79	17	18,7	57x3	0,7	13,09
16–17	40,91	30	33	57x3	0,7	23,1
			259,6			234,2

Условие расчета выполнено т.к. $237,2 \text{ Па} < 250 \text{ Па}$

Расчетная схема внутриквартирного газопровода представлена в приложении Б.

6 Расчет внутрикотельного газопровода

Расчетный перепад давления $\Delta P = 250 \text{ кПа}$

Разбиваем газопровод на участки, определяем расчетные расходы длины участков, среднее падение давления. По расчетным расходам и удельному среднему давлению, подбираем диаметры газопровода и действительное удельное давление.

Потери давления в местных сопротивлениях принимаем в отношении 10% к потерям давления по длине.

Расчетная длина, м, определяется по формуле

$$L_p = 1,1 \cdot L, \quad (47)$$

Диаметр определяют по номограмме для определения потерь давления в газопроводах низкого давления, причем диаметр зависит от расчетного расхода газа и средней удельной потере давления, Па/м, которая находится по формуле

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = \frac{250}{\Sigma L_p}, \quad (48)$$

Средняя удельная потеря давления составляет

$$\left(\frac{\Delta P}{l}\right)_{cp} = 6,68 \text{ Па/м.}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 7

Таблица 7 – Гидравлический расчет внутри котельного газопровода

№ участка	Расчетный расход газа Q_p , $\text{м}^3/\text{ч}$	Длина участка L , м	Расчетная длина L_p , м	Диаметр газопровода d , мм	Средняя удельная потеря давления $(\Delta P/l)_{\text{ср}}$, Па/м	Потери давления ΔP , Па	Конечное давление на участке, Па
0-1	10,45	4	68,5	63x5,8	1200	39	1161
1-2	9,2	30	3,5	32x3,2	1161	11	1150
2-3	9,2		5	25x2,8	1150	106	1044
Σ			77,5			156	

Расчет выполнен, т.к. $156 < 250$ Па.

6.1 Котел КОВ-80С

Котел КОВ-80С, работает на сжиженном газе, используется для отопления жилых домов, коттеджей, офисов, объектов соцкультбыта и т.д., оборудованных системами водяного отопления с принудительной циркуляцией. Также он может работать с бойлерами и на природном газе.

Котел состоит из следующих основных узлов:

- Теплообменник;
- Горелки;
- Датчики безопасности;
- Указатель работы запальника;
- Пьезорозжиг;
- Индикатор температуры;

Технические характеристики котла КОВ-80С:

- Номинальная тепловая мощность – 80 кВт;
- КПД – 89 %;
- Номинальное давление газа – 1,3 кПа;

- Расход газа – 9,2 м³/ч;
- Диаметр патрубка дымохода – 200 мм.

Отличительными особенностями котла КОВ-80С являются:

- автоматическое регулирование теплопроизводительности котла в диапазоне от 100% до 25% номинальной теплопроизводительности. Это обеспечивает экономию газа и денежных средств;
- подача газа к основным горелкам происходит только при наличии пламени на запальной горелке;
- прекращение подачи газа на газогорелочное устройство при аварийном отключении газа;
- наличие пьезорозжига;
- наличие указателя работы запальника;
- возможность использования котла с принудительной циркуляцией отопительной воды и в системах отопления закрытого типа с обязательной установкой расширительного бака и предохранительного клапана

Технические требования к размещению и установке:

Объем помещения, в котором устанавливается котел, должен соответствовать СП 41-108-2004.

Расстояние между облицовкой котла и стенами должно быть не менее:

- 150 мм сзади, справа и слева;
- 900 мм спереди.

В помещении, в котором устанавливается котел, предусмотреть поступление нужного количества воздуха для горения и вентиляции через проемы около пола и потолка.

Суммарная площадь отверстий проема выбирается из расчета 1 см² на каждые 225 Вт мощности газогорелочного устройства.

Помещение должно быть просторным для беспрепятственного доступа к котлу при проведении профилактических работ.

Узлы стыковых соединений дымоходов должны располагаться на расстояниях, обеспечивающих удобство их монтажа, обслуживания и ремонта.

Вентиляция котельной естественная, приточно-вытяжная предусматривается через проектируемую вентиляционную трубу. Приток воздуха осуществляется через устанавливаемую жалюзийную решетку СТД 5289, размером 150•580мм, $F_{ж.с.}=0,06\text{м}^2$.

$$F = V / (v \cdot 3600) = 24,1 / (1,0 \cdot 3600) = 0,06 \text{ м}^2.$$

6.2 Расчет ГРУ для котельной газопровода

Количество резервуаров необходимое для газоснабжения котельной, определяется исходя из расчетного суточного расхода, кг/ч, по формуле

$$G_{\text{сут}} = G \cdot \rho, \quad (49)$$

где G — расчетный расход газа, $\text{м}^3/\text{ч}$

ρ — плотность газа в пересчете с природного на сжиженный, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Суточный расход составляет

$$G_{\text{сут}} = 9,2 \cdot 2,126 = 19,56 \text{ кг/ч.}$$

Количество резервуаров определяется по формуле

$$N = \frac{z \cdot G_{\text{сут}}}{V_{\text{рез}} \cdot \rho_{\text{ж}}}, \quad (50)$$

где z — число суток между очередными заправками резервуара газом;

$V_{\text{рез}}$ — объем резервуара;

$\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкой фазы газа.

Количество резервуаров составляет

$$N = \frac{10 \cdot 20}{5 \cdot 587,25} = 3 \text{ шт.}$$

По производительности котельной выбираем тип испарителя – змеевиковый, производительностью 100 кг/ч, тогда

$$N_u = 42,52 / 100 = 0,4$$

К установке принимаем 1 змеевиковый испаритель.

7 Технология возведения инженерных сетей

7.1 Монтаж систем внутреннего газоснабжения

Материалы, применяемые для газопроводов и газовые приборы- трубы стальные бесшовные ГОСТ 32.62.75.

Трубы соединяют на сварке. Резьбовые соединения применяют для установки запорной арматуры и газовых плит. Разъемные соединения газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта. Соединительные части применяют из ковкого чугуна и спокойной стали.

Для уплотнения резьбовых соединений используют льняную прядь, пропитанную свинцовыми белилами (суриком), или уплотняют лентой фум. При сварке применяют электроды. Для сжиженных углеводородных газов применяют специальную арматуру.

Краны должны иметь риску, указывающую направление газа, которые устанавливаются таким образом, чтобы ось пробки крана была параллельна стене.

7.1.1 Подготовительные работы

Перед осуществлением монтажных работ по внутреннему газооборудованию необходимо обеспечить выполнение работ по устройству: междуэтажных перекрытий, стен и перегородок, на которые будут устанавливаться газовое оборудование и приборы, а так же монтироваться газопроводы и арматура; отверстий для прокладки газопроводов в фундаментах, перекрытиях, стенах и перегородках; каналов и борозд для газопроводов; чистых полов или фундаментов под газовое оборудование и приборы.

Должны быть выполнены: штукатурка стен в помещениях кухонь и ванн, в которых предусмотрена установка газового оборудования; облицовка стен,

около которых устанавливаются газовые приборы и монтируются газопроводы; окраска полов в местах установки газовых приборов. Кухонные помещения должны быть оснащены форточками. После приемки составляется акт о приемке объекта для проведения монтажных работ.

7.1.2 Монтажные работы

Прокладку газопроводов внутри зданий следует предусматривать открытой. Сварные и разъемные соединения нельзя заделывать в стены или перекрытия. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей. Конец футляра должен выступать под полом не менее чем на 3 см. Участки, проложенные в футлярах или гильзах не должны иметь стыков, расстояние от сварного шва до футляра 100м. Участки цеховых газопроводов прокладывают в подпольных каналах, которые не должны иметь разъемных соединений. При разметке опор нужно учитывать необходимость крепления труб в местах арматуры, поворотов. Краны на вертикальных и горизонтальных газопроводах следует размещать так, чтобы пробка была параллельна стене. Установку стояков газопровода необходимо осуществлять вертикально с допустимым отклонением 2мм на 1м высоты. Для установки арматуры и оборудования необходимо применение и использование сгонов. Расстояние от стенки до трубы в свету должно быть не менее радиуса трубы.

Запорную арматуру до установки ревизируют, удаляют смазку и проверяют сальники, прокладки на герметичность.

Ввод газопровода в зданиях, располагают в нежилых, доступных для осмотра помещениях (лестничная клетка).

Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, следует окрашивать. Для окраски следует применять водостойкие лакокрасочные материалы.

7.1.3 Испытание внутреннего газопровода

Смонтированные газопроводы испытывают на прочность и плотность представители монтажной организации. Причем на плотность в присутствии представителя-заказчика и эксплуатационной организации. При

пневматическом испытании $P=0,01$ МПа применяют жидкостные V-образные манометры. При большем давлении можно использовать V-образные ртутные и пружинные манометры. Испытания проводят при отключенном оборудовании. В жилых зданиях газопровод низкого давления испытывают воздухом на прочность $P=0,01$ МПа. При снабжении сжиженным газом испытательное давление равно 5 кПа с подключенными приборами.

Газопровод считают выдержавший испытание на плотность, если падение давления в нем в течении 5 мин не превышает 200 Па. Испытание внутренних газопроводов на плотность проводят после выравнивания температуры внутри газопровода и окружающей среды.

Пуск газа в сеть осуществляется эксплуатирующей организацией в присутствии представителя монтажной организации.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется и фиксируется актом.

7.2 Монтаж подземного газопровода

7.2.1. Подготовительные работы

Для начала, строительная организация обязана получить разрешение на проведения земляных работ на территории города. Разрешение выдается органами местного самоуправления.

Организация, которая производит земляные работы, должна получить письменное уведомление на производство земляных работ от всех организаций, прокладывающих подземные коммуникации.

Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей, заинтересованных организаций. При этом должны приниматься меры к предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений.

Для получения допуска необходимо указать срок строительства, предоставить проект и письменное согласие собственника земельного участка, а также документацию по обеспечению мероприятий по благоустройству территории строительства и восстановлению дорожных покрытий.

Разбивка трассы газопровода

До начала строительства газопровода заказчиком с участием эксплуатационных организаций должна быть разбита трасса, при этом:

- нивелирование постоянных реперов должно производиться с точностью, предусмотренной главой СНиП III-29-04 по геодезическим работам в строительстве;
- вдоль трассы установлены временные реперы, связанные нивелировочными ходами с постоянным;
- разбивочные оси и углы поворота трассы должны быть закреплены на местности.

В проекте на строительство газопровода привязка оси делается от красных линий застройки. Ось закрепляется через 100-150 метров металлическим штырем. За состояние разбивки трассы несет ответственность монтажная организация.

Завоз труб, материалов, оборудования

Трубы, запорную арматуру поставляют на автомобиле ЗИЛ 130-76 с ЦЗМ или заводов согласно составленным заявкам по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, транспортировке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудование должны иметься технические паспорта от заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

7.2.2. Земляные работы

Земляные работы по прокладке траншей и рытью котлованов должны выполняться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть

определены границы разработки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приямки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Рытье траншей производится экскаватором ЕК-12-10 с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Лишний грунт вывозится самосвалом МАЗ-503. Через каждые 100-150 метров устанавливают пешеходные мостики.

7.2.3. Сборка и сварка труб в звенья

Перед сборкой под сваркой стальных труб необходимо:

- очистить их внутреннюю полость от возможных засорений - (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора , отдельных предметов и др.);
- проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3.5% наружного диаметра трубы;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб.

7.3 Монтаж трубопроводов

Перед монтажом и укладкой должна быть подготовлена постель под газопровод и проверен уклон дна траншеи. Газопровод плетями укладывают на петли и при помощи двух автокранов КС-1562А опускают в траншею, укладывая плетть по оси. В траншеях, в местах сварки звеньев между собой, отрывают приямки для работы сварщиков. При монтаже газопровода должен быть постоянный пооперационный контроль со стороны заказчика.

Сварщики на монтаже должны иметь допуск и личное клеймо.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

7.4 Предварительное испытание газопровода

Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. После чего следует производить испытание газопровода на прочность давлением 3 кгс/см^2 в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см^2 и выдерживают в течение суток - испытание на плотность. Под этим давлением производят осмотр сварных стыков и арматуры, устраняют утечки, если таковые имеются. После испытания приступают к изоляции стыков.

7.5 Монтаж резервуаров

Перед монтажом резервуаров должен быть открыт котлован до проектной отметки, защищено и спланировано дно котлована.

Основание котлована перед устройством фундаментов резервуаров уплотняется втрамбовыванием щебня. Устанавливают фундаменты с соблюдением условия, чтобы при установке уклон был 0.02 в сторону горловины. Резервуары устанавливают на фундамент при помощи автокрана типа КС-1562А. После установки производят обвязку резервуаров трубопроводами $d=50 \text{ мм}$.

При двух подземных резервуарах каждый из них оборудуется специальной головкой управления, размещенной на фланце головке резервуара, выходящей на поверхность земли. Резервуары соединены между собой только трубопроводами паровой фазы; они могут работать по выдаче газа как отдельно, так и совместно. В редукционной головке вырезается место для монтажа испарителя. Прокладывают контур заземления (на расстоянии 1 м от резервуаров) и соединяют на сварке с опорами резервуаров. Величина сопротивления контура не более 10 см.

Монтажные конструкции, изделия и детали должны поступать на монтажную площадку в готовом виде.

Все такелажные операции: разгрузка, погрузка и перемещение оборудования или его отделочных устройств, узлов в монтажной зоне, а также подъем и установка в проектное положение при монтаже, надлежит производить так, чтобы была обеспечена полная сохранность оборудования.

Групповые установки сжиженного газа после окончания их строительства должны быть испытаны и приняты комиссией, назначенной заказчиком в составе его представителей, а также представителей строительно-монтажной организацией треста.

Резервуары групповых установок совместно с их обвязкой испытываются на плотность воздухом, на максимальное рабочее давление 10 кг/см^2 при закрытой обвязке арматуры с проверкой всех соединений мыльной эмульсией.

Испытание резервуаров на плотность воздухом допускается после их гидравлического испытания.

При производстве земляных работ необходимо обеспечить защиту котлована от атмосферных вод и промерзания дна котлована. Для отвода атмосферных вод с поверхности обсыпки предусмотрена призма из песчаного грунта $h = 0.3 \text{ м}$ с последующей одерновкой ее поверхности и откосов.

Для удобства обслуживания оборудования предусмотрена асфальтовая дорожка шириной 1 м. За условную отметку 0.000 принята отметка обсыпки резервуаров, соответствующая абсолютной отметке. По всему периметру групповая установка резервуаров ограждается оградой из металлической сетки по железобетонным столбам высотой 1.6 м по серии 3.017-1.

Столбы ограды устанавливаются в предельно пробуренные скважины с последующей заливкой бетона марки 100. Угловые столбы ограды устанавливаются на фундаменты.

При привязке проекта необходимо откорректировать глубину заложения фундаментов резервуаров с учетом местных гидрогеологических условий.

7.6. Изоляция газопровода

Изоляция предназначена для защиты газопровода от почвенной коррозии. Перед изоляцией стыки очищают до металлического блеска. Для изоляции применить битумно-резиновую весьма усиленную изоляцию при толщине слоя 9 мм. Битумное изоляционное покрытие наносят на трубу механическим способом и вручную. Сначала наносят грунтовку и покрывают трубы ровным слоем, а затем слой битумной мастики. Для повышения надежности покрытия слои битумной мастики армируют оберткой рулонными материалами. Для предохранения покрытия (при внешней высокой температуре окружающего воздуха) от стекания битума в момент его

нанесения в полевых условиях, а так же от внешних механических повреждений, последний слой битумного покрытия обертывают крафт-бумагой. Применение весьма усиленной изоляции обосновывается тем, что грунты городские, засоренные сточными водами, имеющие разнородную структуру и включения различных предметов, являются коррозионно-активными.

7.7 Благоустройство трассы

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером марки Д-492А с последующим уплотнением грунта катками марки ДУ-8В. Восстанавливают растительный слой.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СНиП 02.04-96 "Газоснабжение".

7.8 Окончательное испытание газопроводов

Испытания на прочность и плотность газопровода должны производиться строительно-монтажной организацией в присутствии представителей заказчика и предприятия газового хозяйства, о чем делаются соответствующие записи в строительных паспортах объектов.

Газопроводы и газовое оборудование перед сдачей в эксплуатацию испытывают, используя пружинные и водяные V-образные манометры. Газопроводы давлением 0,1 МПа испытывают V-образными жидкостными манометрами. Свыше 0,1 МПа – пружинными, типа ОБМ класса 1,5. Испытания производят в соответствии с ГОСТ Ш-29-76 "Правила производства и приемке работ".

7.9 Определение объема земляных

Глубина траншеи определяется из условием, что газопровод групповых установок сжиженного газа укладывают на глубину не выше осевой линии резервуара с учетом уклона в сторону групповой установки 0.002. Трассу дворового газопровода разбиваем на 3 участка.

Ширину траншеи принимаем равной 0,5 м, крутизну естественного откоса 1:0,5. Расчет производим по Формуле Винклера:

$$V = \left[\frac{F_1 + F_2}{2} - \frac{m(H_1 - H_2)^2}{b} \right] l, \quad (57)$$

где H_1 и H_2 - глубина участка траншеи в сечениях F_1 и F_2 ,

m – крутизна естественного откоса,

l - длина траншеи.

Объем земельных работ на вводах $1.38 \cdot 2 \cdot 12 = 33 \text{ м}^3$

Объем котлована для установки ГРУ

Объема котлована определяем по формуле Мурзо:

$$V = \frac{h_{cp}}{6} [(2a + a_1)b + (2a_1 + a)b_1], \quad (58)$$

$$V = \frac{2,69}{6} [(2 \cdot 6,5 + 4,4) \cdot 9 + (2 \cdot 4,4 + 6,5)6,4] = 114 \text{ м}^3$$

Схема котлована показана на рисунке 8.1.

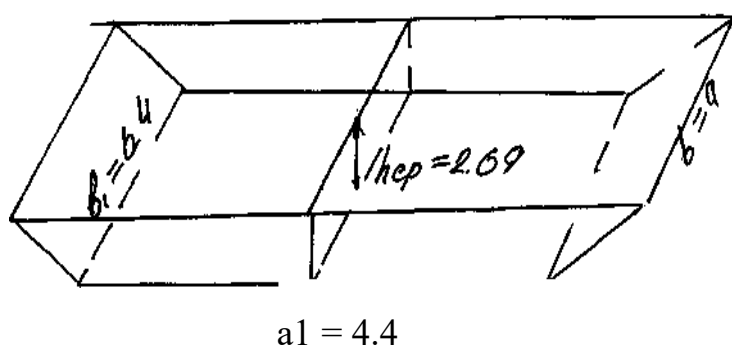


Рисунок 7.1 – Схема котлована

Обратная засыпка котлована складывается из объема, вытесняемого фундаментом, резервуарами, трубопроводами обвязки и плюс объем насыпи над групповой установкой.

$$\text{Объем насыпи: } 8 \cdot 7 \cdot 0,3 = 16,8 \text{ м}^3$$

$$\text{Объем резервуаров: } 5,16 \cdot 6 = 30,96 \text{ м}^3$$

$$\text{Объем трубопроводов: } 3,14 \cdot 0,057 \cdot 8 = 0,1 \text{ м}^3$$

$$\text{Объем фундаментов: } 0,5 \cdot 0,5 \cdot 2,5 \cdot 4 = 2,5 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{кот.}} = 114 - 2,5 - 0,1 - 10,3 + 16,8 = 118 \text{ м}^3, \text{ т.е. необходимо довозить грунт в количестве } 4 \text{ м}^3.$$

Количество грунта для устройства основания газопровода:

$$V_{\text{осн.}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 215 = 10,8 \text{ м}^3.$$

При отрыве траншеи следует производить срезку растительного грунта:

$$V_{\text{срез}}^{\text{Tp}} = F_{\text{ср}} \cdot \ell, \text{ м}^3 \quad (59)$$

где $F_{\text{ср}}$ – площадь срезки, м^2

$$V_{\text{срез}}^{\text{Tp}} = 477 \cdot 0,2 = 95,4 \text{ м}^3$$

Объем грунта разрабатываемого экскаватором:

$$V_{\text{э}} = V^T - (V_p^T + V_{\text{ср}}^T) = 431 - (10,8 + 95,4) = 324,8 \text{ м}^3, \quad (60)$$

Объем грунта засыпаемого вручную:

$$V_{\text{р.з.}} = V_0 - V_B = 391 - 377 = 14 \text{ м}^3, \quad (61)$$

Объем грунта засыпаемого бульдозером:

$$V_B = (B_{\text{pz}} + H_B : m) H_B \cdot \ell / K_{\text{кр}} = 377 \text{ м}^3 \quad (62)$$

Общий объем грунта по выемке в траншее:

$$V_{\Gamma}=398+33=431 \text{ м}^3$$

Общий объем грунта, подлежащего выемке:

$$V_{\Gamma}=431+114=545 \text{ м}^3$$

Объем грунта обратной засыпки

Объем грунта для обратной засыпки определяют с учетом коэффициента остаточного разрыхления $K_{ор}=1,06$:

$$V_o = \frac{V - V_{\text{кол}} - V_{\text{труб}}}{K_{ор}} ; \quad (63)$$

где V - объем вынутого грунта;

$V_{\text{рез}}$ - объем резервуаров с учетом горловины;

$V_{\text{труб}}$ - объем грунта, вытесняемого трубопроводами с учетом песчаной подготовки.

Объем грунта, вытесняемого газопроводами:

$$V_{\text{труб}} = \pi r^2 \ell , \quad (64)$$

где r берется с учетом изоляции весьма усиленной 0,009 м

$$V_o = \frac{431 - 14,94 - 10,3 - 0,1}{1,06} = 391 \text{ м}^3.$$

Объем земляных работ для котлована и грунта обратной засыпки подсчитываем по вышеизложенной методике.

Объем срезки растительного слоя $V_{\text{ср}}=12 \text{ м}^3$;

Объем грунта разрабатываемого экскаватором $V_{\text{э}}=99 \text{ м}^3$;

Объем грунта Объем грунта разрабатываемого вручную $V_{\text{р}}=3 \text{ м}^3$.

Определение размеров забоя

Наибольшая ширина траншеи поверху:

$$B=(0,5:0,5)+0,5+1= 2,5 \text{ м.}$$

Площадь поперечного сечения -2,5 м.

При одностороннем отвале площадь поперечного сечения с учетом первоначального расширения $K_{пр}=1,25$ и избыточного грунта в количестве, отвозимого с трассы определяем по формуле

$$F_o = F_p \cdot K_{пр} \cdot (\ell - K_o) = 2,5 \cdot 1,25(1,7 - 0,1) = 1,72 \text{ м.} \quad (65)$$

Высота отвала:

$$H_o = \sqrt{F_o} = \sqrt{1,72} = 1,3 \text{ м,} \quad (66)$$

Предельная высота выгрузки ковша $H_v=5.4$ м.

Ширину отвала по верху b , найдем из условия:

$$F_o = (b_1 + h_m); \quad b_1 = \frac{F_o - h_o^2 n}{h_o} = \frac{1,72 - 1,3^2 \cdot 0,5}{1,3} = 0,45 \text{ м} \quad (67)$$

т.к. $b_1 < 0,5$, то ширина отвала по низу:

$$B_1 = b_1 + 2h_o n = 0,45 + 2 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 2,1 \text{ м.} \quad (68)$$

С учетом правил Т.Б. ширина забоя равна:

$$A_3 = 1,0 + 0,5 \cdot 1,3 = 1,65 \text{ м}$$

Расстояние от оси траншеи до бровки отвала:

$$A_1 = A_3 - h_m - \frac{b_o}{2} = 1,65 - 1,3 \cdot 0,5 - 0,5 = 1,1 \text{ м.} \quad (69)$$

Наибольший радиус выгрузки $R_b=6,8$ м.

$R_b > A_1$ - ось проходки намечаем по оси траншеи.

7.10 Выбор комплекта машин и оптимального варианта

Оптимальный вариант комплекта машин выбираем на основании технико-экономической оценки.

Норма производительности экскаватора за одну смену:

$$Пэ=60t \cdot q \cdot h_y \cdot K_c \cdot K_v; \quad (70)$$

где $t=8.4$ - количество часов работы за одну смену;

q - емкость ковша, $q=0,65 \text{ м}^3$;

h - число циклов в смену, 1,85-с погрузкой в самосвал; 2,0 -с погрузкой в отвал;

K_c - коэффициент использования мощности ковша, 0,8;

K_v - коэффициент использования рабочего времени для погрузки в транспорт 0,64;

$$Пэ=60 \cdot 8,4 \cdot 0,65 \cdot 1,85 \cdot 0,8 \cdot 0,64= 191 \text{ м}^3.$$

Избыточный грунт вывозят на самосвалах.

Техническая характеристика экскаватора:

Марка – ЕК-12-10

Двигатель – Д-243

Мощность - 81 кВт

Емкость ковша – 0,65м³

Ширина ковша – 0,5 м

Ход -гусеничный

Масса $m=12,5 \text{ т}$

Скорость передвижения - $V=20 \text{ км/ч}$

Наибольшая глубина копания – 5,08 м

Наибольшая высота выгрузки – 6,5 м.

Техническая характеристика бульдозера:

Марка - Д-492А

Тип трактора - Т-100М

Ширина отвала – 3,94 м

Высота отвала – 1,1 м

Угол резания - 50-60°

Наибольшее заглубление - 1 м

Подъем отвала – 1,1 м

Масса - 14 т.

Техническая характеристика автокрана:

Расчетный вылет стрелы при монтаже резервуаров ориентировочно равен 10 м.

Марка- КС-1562А

Грузоподъемность:

при наименьшем вылете крюка - 4 т,

при наибольшем вылете крюка – 1,2 т.

Длина основной стрелы - 6 м.

Вылет крюка основной стрелы, м :

наименьший – 3,5 м,

наибольший – 8,5 м.

Высота подъема :

при наименьшем вылете крюка – 6,2 м,

при наибольшем вылете крюка – 3,8 м.

Скорость передвижения - км/ч:

рабочая (с грузом) - 5 км/ч,

транспортная - 75 км/ч.

Мощность двигателя - 77 кВт.

Масса крана в рабочем состоянии - 7,1 т.

Техническая характеристика самосвала МАЗ-503:

Грузоподъемность - 7 т

Габариты – 5920х 2500 х2700

Вес в снаряженном состоянии – 6,75 т

Емкость кузова – 4,0 м

Скорость $V_{\max}=80$ км/ч.

С учетом объема грунта вывозимого самосвалом находим количество грунта, вывозимого за одну смену:

$$V_{\text{см}} = V_o / T_{\text{см}} \quad (71)$$

$$V_{\text{см}} = 10,8 / 1 = 10,8 \text{ м}^3$$

Объем грунта вывозимого самосвалом за один рейс:

$$V_m = Q_m / n_{\text{об}} \quad (72)$$

$$V_m = 7000 / 1750 = 4 \text{ м}^3$$

Количество ковшей в одну смену и машину:

$$N = V_m \cdot q \cdot K_c \quad (73)$$

$$N = 4 \cdot 0,4 \cdot 0,8 = 1,3 \text{ ковшей}$$

Длительность погрузки одной машины:

$$t_n = V_{\text{см}} / N \cdot 0,85 \quad (74)$$

$$t_n = 10,8 / 1,3 \cdot 0,85 = 8 \text{ мин}$$

Количество рейсов самосвала за одну смену:

$$P_p = \frac{60 \cdot t_n}{t_n + 2 \cdot \ell / V_{cp} + t_p + t_m} \quad (75)$$

$$P_p = \frac{60 \cdot 8}{8 + 2 \cdot 2 / 20 + 1 + 3} = 40 \text{ рейсов}$$

Производительность автосамосвала в смену:

$$P_c = V_T \cdot P_p \quad (76)$$

$$P_c = V_T \cdot P_p = 4 \cdot 40 = 160 \text{ м}^3$$

Количество самосвалов: N=1 автомобиль.

Для перевозки лишнего грунта требуется 1 автомобиль.

Техническая характеристика катка

Марка – ДУ-8В

Ширина уплотняемой полосы – 1,29 м

Количество колес – 2 шт

Диаметр колес:

Ведущего – 1,6 м

Ведомого – 1,3 м

Двигатель:

Модель – Д-37Е

Мощность – 36,7 кВт

Габариты:

Длина – 6,08 м

Ширина – 3,2 м

Масса катка – 10,2 т

Техническая характеристика бортового автомобиля

Марка – ЗИЛ 130-76

Грузоподъемность – 6 т

Габариты - 6675×2500

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрена газификация жилого района и котельной, годовое потребление газа с учетом запаса составило 5111190 м³. Произведен расчет газонаполнительной станции, резервуарного парка ГНС. Определено количество автотранспорта необходимого для поставки газа населению и снабжения коммунально-бытовых объектов.

Так же произведен расчет групповых резервуарных установок с искусственным и естественным испарением. Рассчитан внутридомовой, внутриквартальный и внутрикотельный газопровод и подобраны необходимые диаметры труб для прокладки. Решены вопросы технологии возведения инженерных сетей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

КПД – коэффициент полезного действия;
ГНС – газонаполнительная станция;
КБСГ – кустовые базы сжиженного газа;
ППР – планово-предупредительный ремонт;
ПЗК – предохранительные запорные клапаны;
ГРУ – газорегуляторная установка;
ТГВ – теплогазоснабжение и вентиляция;

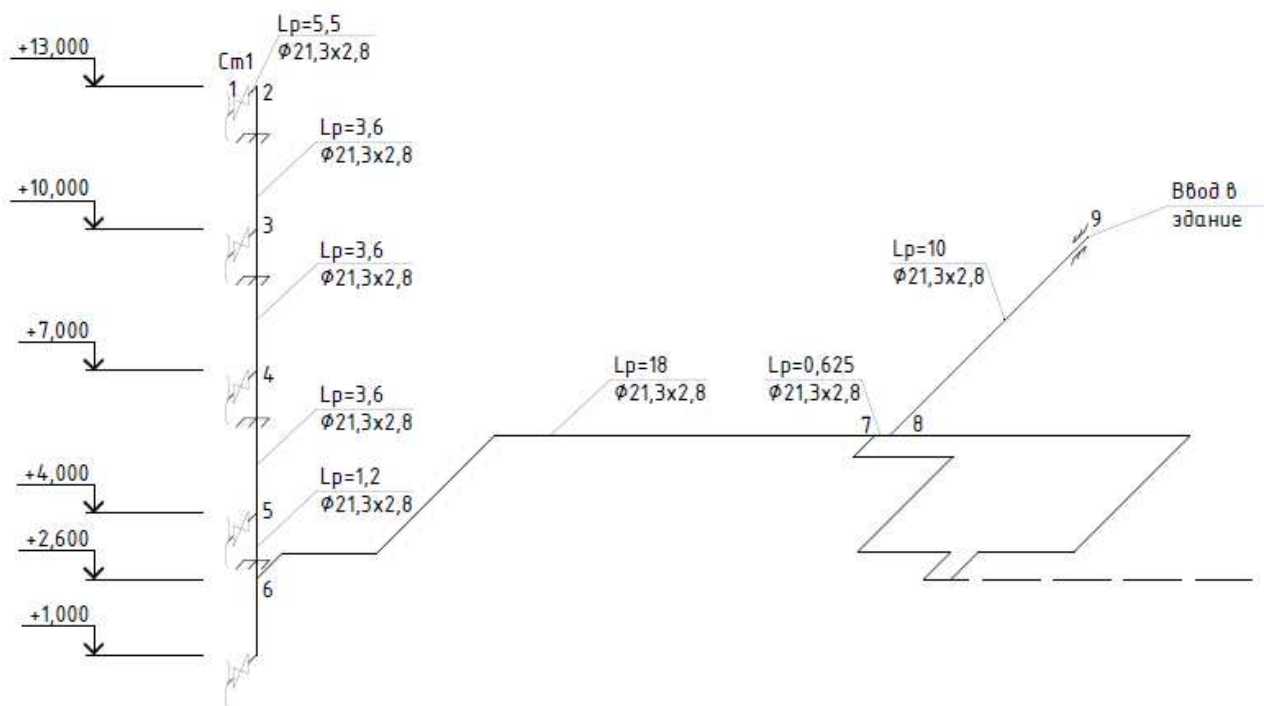
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011.

2 Строительные нормы и правила СНиП III-29-04. Часть III Правила производства работ. Глава 29, Газоснабжение. Внутренние устройства, Наружные сети и сооружения.

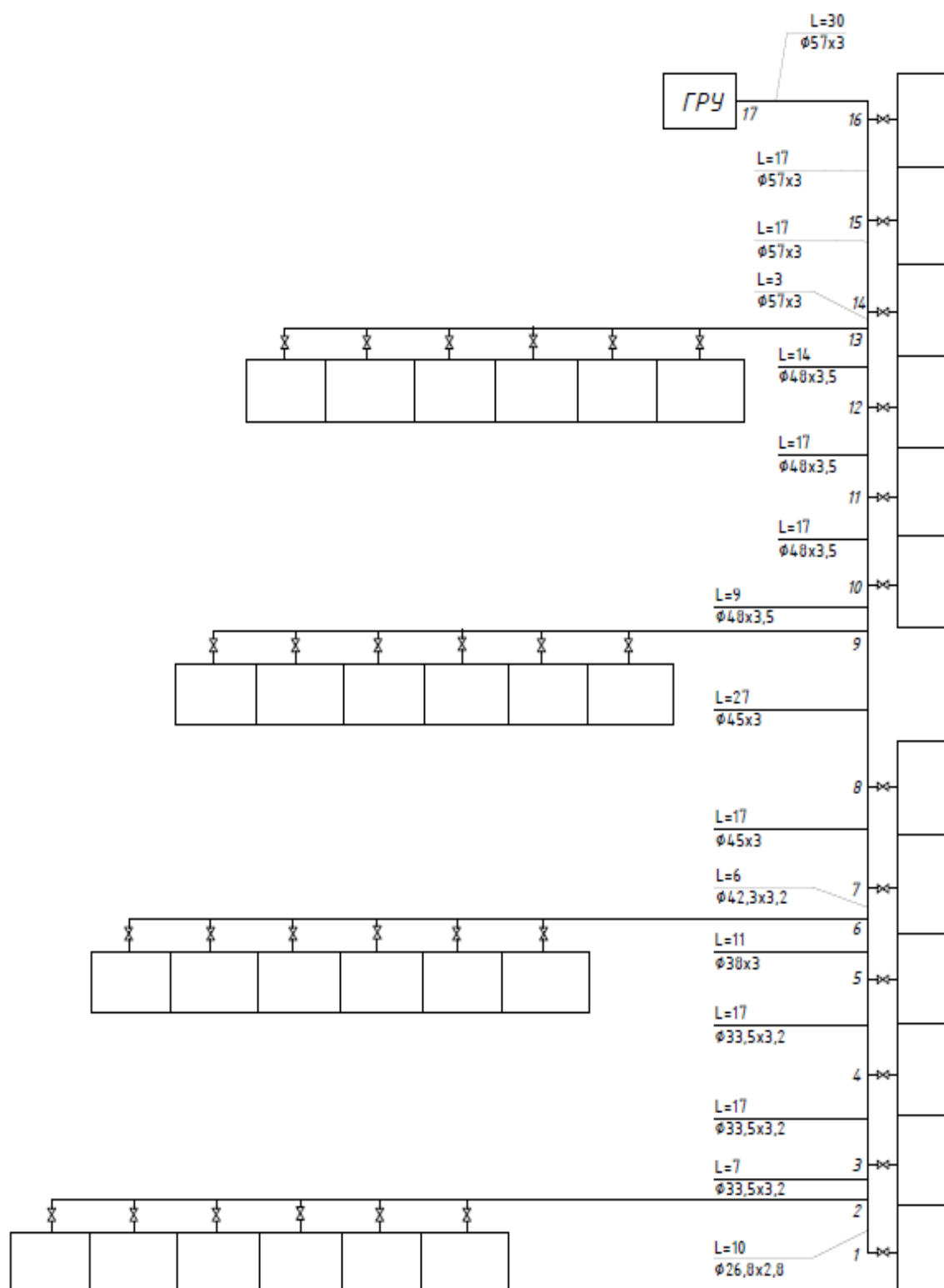
- 3 Стаскевич Н.Л. Справочник по сжиженным углеводородным газам: Ленинград: Недра, 1986 г.
- 4 Ионин А. А. Газоснабжение: М.: Стройиздат, 1989.
- 5 Бунчук В. Н. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа: М.: Недра, 1977 г.
- 6 Рябцев Н. И., Кряжев Б. Т. Сжиженные углеводородные газы: М.: Недра, 1977.
- 7 Преображенский Н. И. Сжиженные углеводородные газы: Ленинград: Недра, 1977.
- 8 Рябцев Н. И. Газовое оборудование, приборы и арматура: М.: Недра, 1985.
- 9 Журавлев П. О. Справочник мастера-сантехника: М.: Стройиздат, 1982.
- 10 Черемушкин П. А., Шальнов А. П. Технология и организация строительства: М.: Высшая школа, 1970.

ПРИЛОЖЕНИЕ А **Внутридомовой газопровод**



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Внутриквартальный газопровод



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Номограмма для определения потерь давления в стальных газопроводах

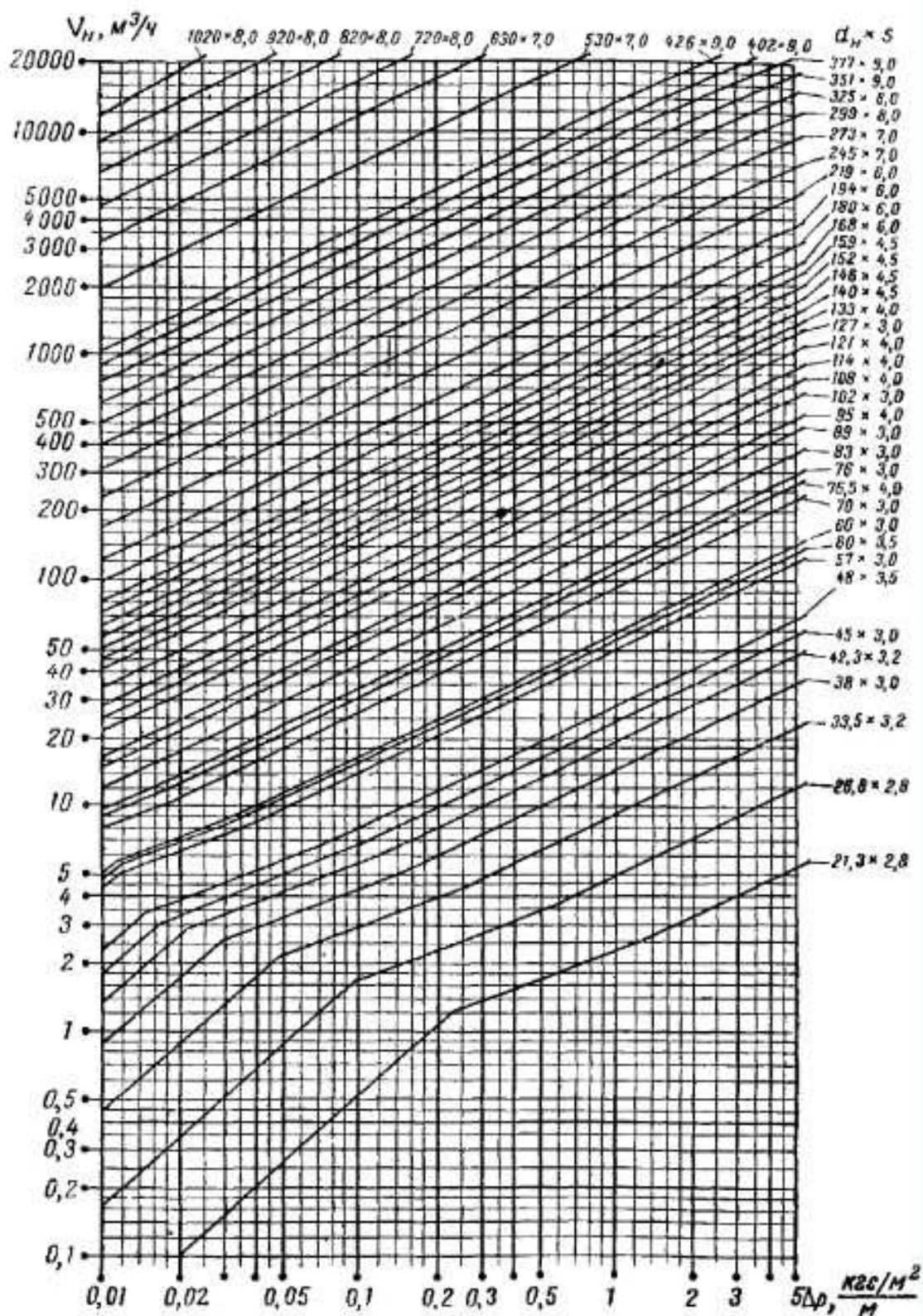


СХЕМА ГЕНПЛАНА ГНС

Экспликация

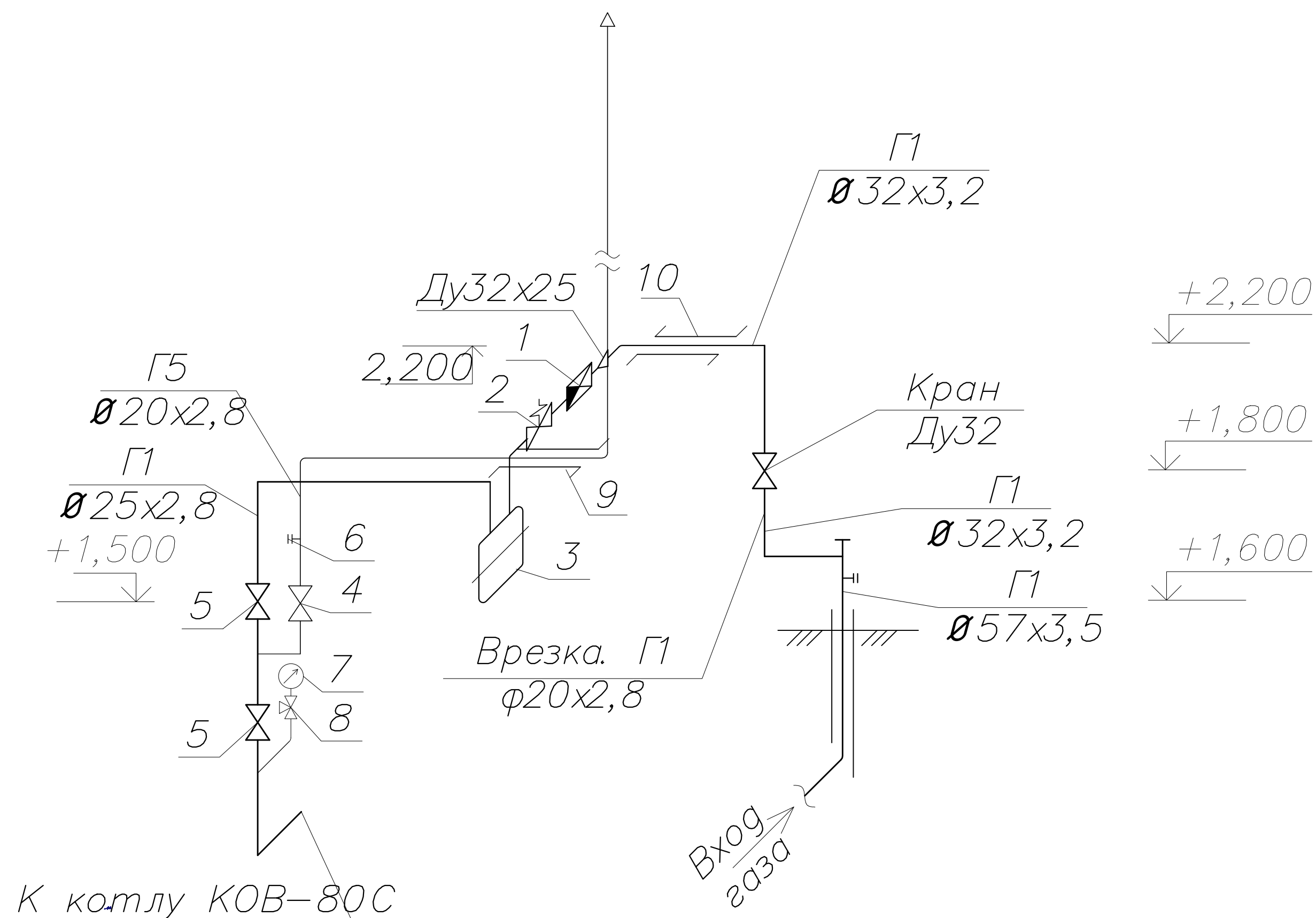
Номер по плану	Наименование
1	Блок вспомогательных помещений
2	Трансформаторная подстанция
3	Склад ГСМ
4	Открытая стоянка автомашин
5	Дворовая уборная
6	Резервуар для воды емк 1000 м³
7	Накопительный цех
8	Колонки для наполнения автоцистерн
9	Калориферная
10	База хранения
11	Эстакада для слива сжиженного газа
12	Железнодорожные пути
13	Ограждение Н=2.05м.
14	Резервуар для слива тяжелых остатков
15	Эстакада для мойки автомашин (разборная)
16	Ограждение Н=1.05м.
17	Водонапорная башня
18	Электролебедка
19	Молниеотводы
20	Отстойник
21	Гараж
22	Эстакада для мойки машин
23	Склад
24	Насосно-компрессорная
25	Автоколонки
26	Автотолкатель

Спецификация

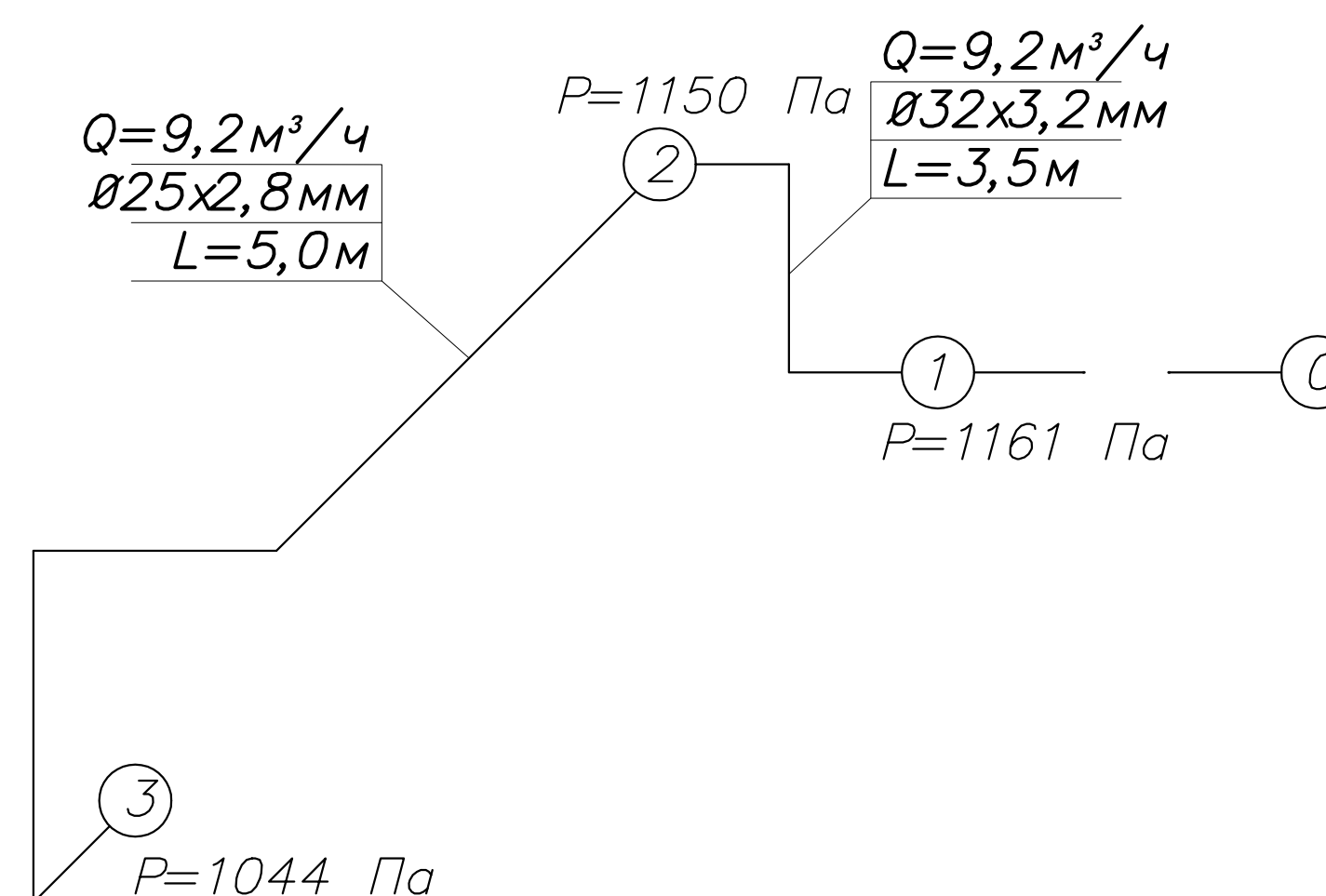
Поз.	Наименование	Кол.	Прим.
1	Клапан термозапорный Ду25	1	шт
2	Клапан эл.магнитный Ду25	1	шт
3	Счетчик газа коммунально-бытовой	1	шт
4	Кран шаровой муфтовый Ду20	1	шт
5	Кран шаровой муфтовый Ду25	2	шт
6	Штуцер продувочный с пробкой, Ду20	1	шт
7	Напормер мембранный 0-4 кПа	1	шт
8	Клапан для манометра КМ 1.00 Ду15	1	шт
9	Футляр из ст. трубы Ф57 х 3,5	0,48	м
10	Футляр из стальной трубы Ф76х3,5	0,48	м

				БР-08.03.01.05-2019 ГС					
				Газификация сжиженным газом г. Карасук и АО "Сибирь"			Стация	Лист	Листов
Изм/Лист	№ док.	Подпись	Дата				У	1	5
Разраб.	Харсевич Н.Е.			Схема генплана ГНС. Экспликация. Схема газопровода котельной. Расчетная схема газопровода котельной. Спецификация.			ИСЗиС		
Пров.	Авласевич А.И.								
Н. контр.	Авласевич А.И.								
Н. контр.	Матюшенко А.И.								

Схема газопровода котельной.



Расчетная схема газопровода котельной.



— Г1 —	Газопровод низкого давления
— Г5 —	Газопровод продувочный
— [X] —	Отключающее устройство на газопроводе
— [X] —	Клапан электромагнитный
— [X] —	Клапан термозапорный
— [X] —	Футляр на газопроводе

Схематическое изображение системы водоснабжения здания с тремя этажами. Система включает в себя главный вертикальный стояк с 17 нумерованными выходами (1-17) и три горизонтальных распределительных трубы. Верхняя горизонтальная труба обслуживает 17-й этаж (выходы 16-17), средняя горизонтальная труба обслуживает 9-й этаж (выходы 9-15), а нижняя горизонтальная труба обслуживает 6-й этаж (выходы 6-11). Каждая горизонтальная труба имеет шесть выходов, каждый с клапаном. Стояк имеет клапаны на каждом выходе. Также показан бак 'ГРУ', подключенный к верху стояка. Диаметры и длины труб указаны для каждого участка.

Параметры системы:

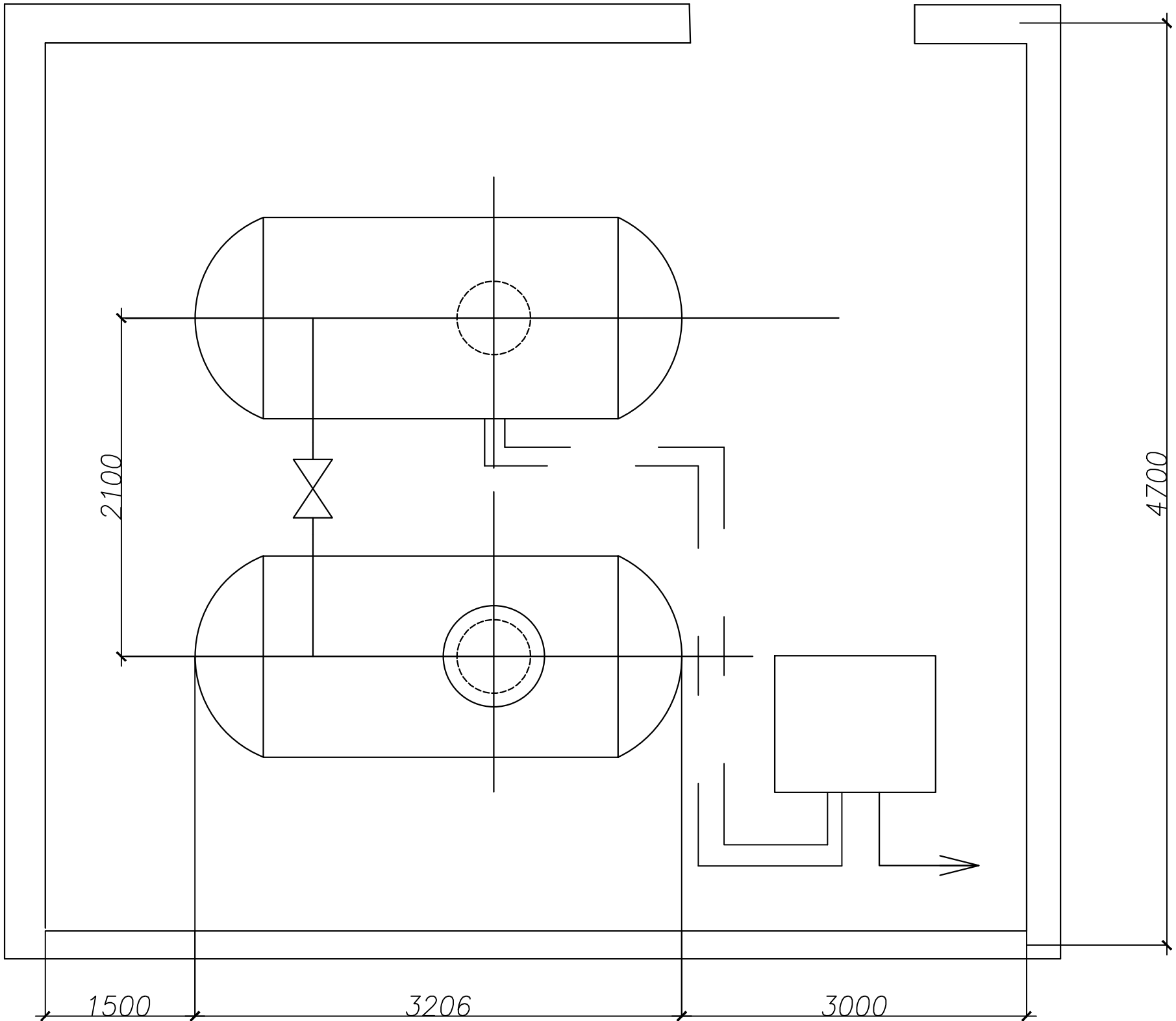
- Высота стояка: L=30, Ø57x3
- Выход 17: L=17, Ø57x3
- Выход 16: L=17, Ø57x3
- Выход 15: L=17, Ø57x3
- Выход 14: L=3, Ø57x3
- Выход 13: L=14, Ø48x3,5
- Выход 12: L=17, Ø48x3,5
- Выход 11: L=17, Ø48x3,5
- Выход 10: L=9, Ø48x3,5
- Выход 9: L=27, Ø45x3
- Выход 8: L=17, Ø45x3
- Выход 7: L=6, Ø42,3x3,2
- Выход 6: L=11, Ø38x3
- Выход 5: L=17, Ø33,5x3,2
- Выход 4: L=17, Ø33,5x3,2
- Выход 3: L=7, Ø33,5x3,2
- Выход 2: L=10, Ø26,8x2,8
- Выход 1: L=10, Ø26,8x2,8

						БР-08.03.01.05-2019 ГС			
							Стадия	Лист	Листов
Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		Газификация сжиженным газом г. Карасук и АО "Сибирь"	У	2	5
Разраб.		Харсекин Н.Е				План типового этажа М 1:100. Аксометрическая схема внутридомового газопровода. Схема внутриквартирного газопровода.	ИЗУС		
Пров.		Авласевич А.И							
Н. контр.		Авласевич А.И							
Н. контр.		Матюшенко А.И							

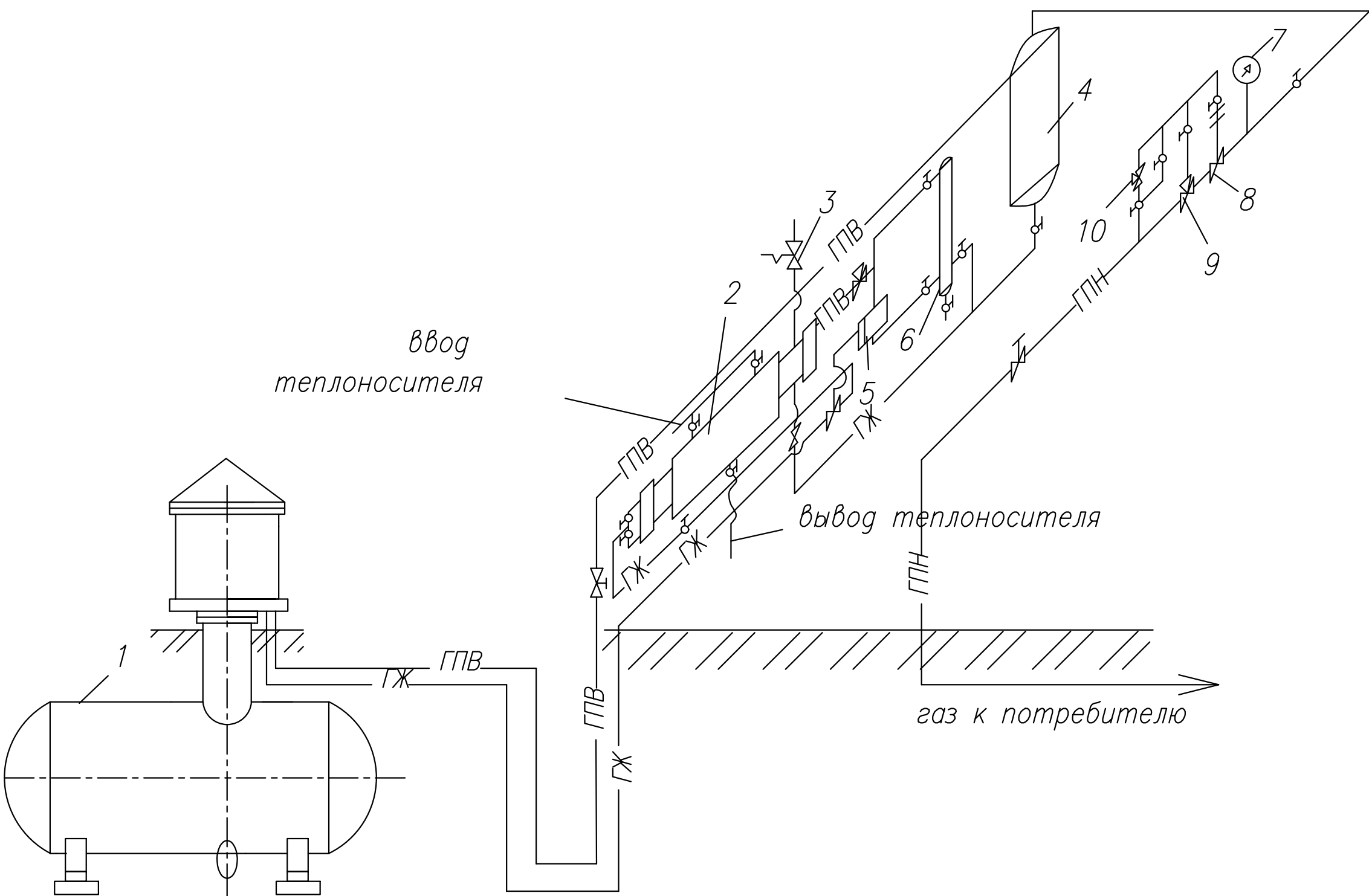
Групповая резервуарная установка

План на отм. 0.000

A



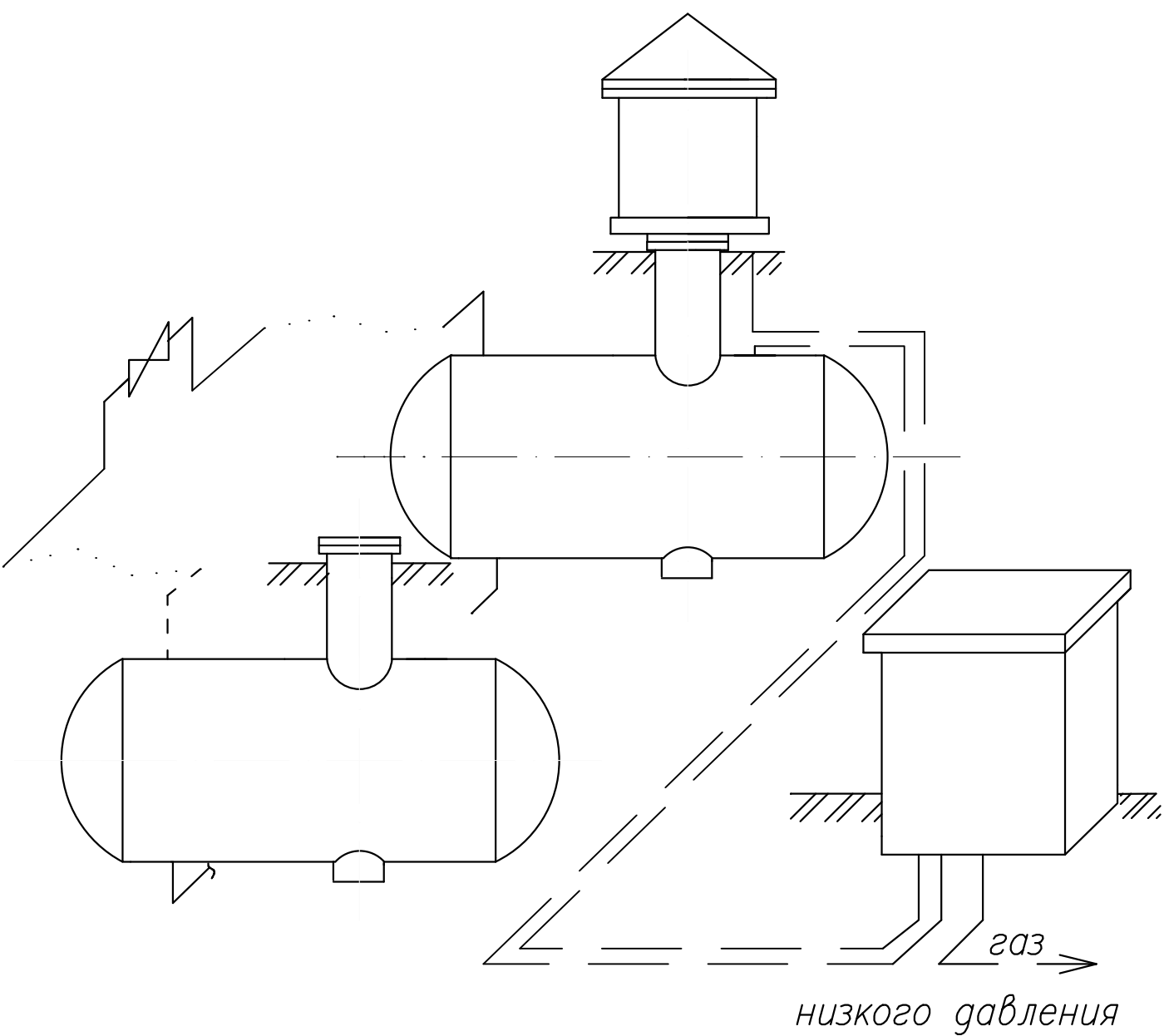
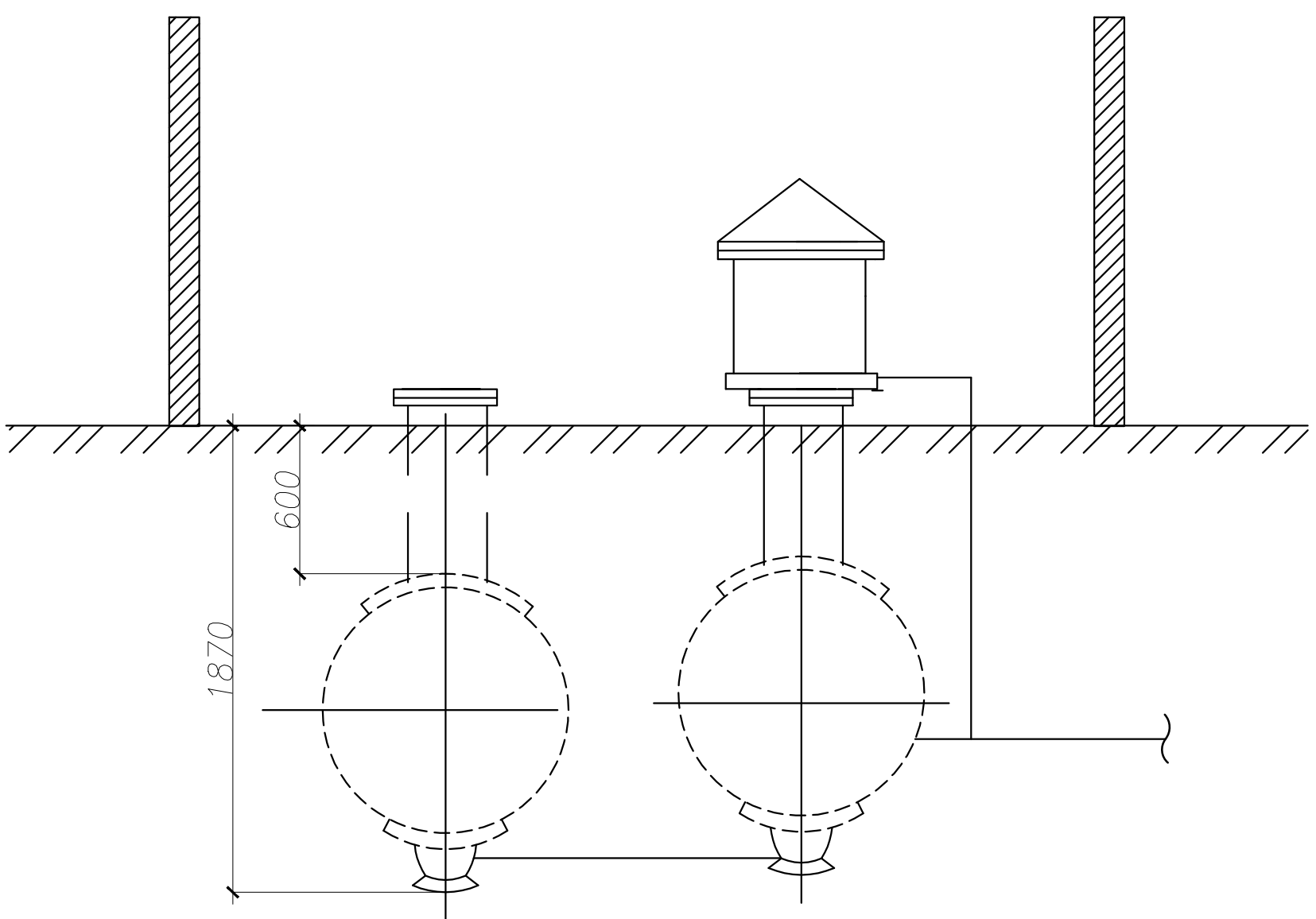
Компановка резервуара
с форсуночным испарителем



A

Разрез А-А

Схема обвязки резервуаров



Спецификация

Поз	Наименование	кол	приме- чание
1	Подземный резервуар	1	
2	Форсуночный испаритель	1	
3	Предохранительный сбросной клапан	1	
4	Ресивер	1	
5	Поплавковый регулятор	1	
6	Конденсатосборник	1	
7	Манометр	1	
8	Предохранительный запорный клапан	1	
9	Регулятор давления	1	
10	Трехходовой кран	1	

					БР-08.03.01.05-2019 ГС			
					Газификация сжиженным газом г. Карасук и АО "Сибирь"	Стадия	Лист	Листов
						У	3	5
						Групповая резервуарная установка. План на отметке 0,000. Разрез А-А. Схема обвязки резервуаров. Компонентная резервуаров с форсуночным испарителем. Спецификация.		
Изм./Лист	№ док.	Подпись	Дата					
Разраб.	Харсевич Н.Е.							
Пров.	Авласевич А.И.							
Н. контр.	Авласевич А.И.							
Н. контр.	Матюшенко А.И.							ИСЗиС

План котельной М 1:50

Разрез 1-1 М 1:50

Разрез 2-2 М 1:50

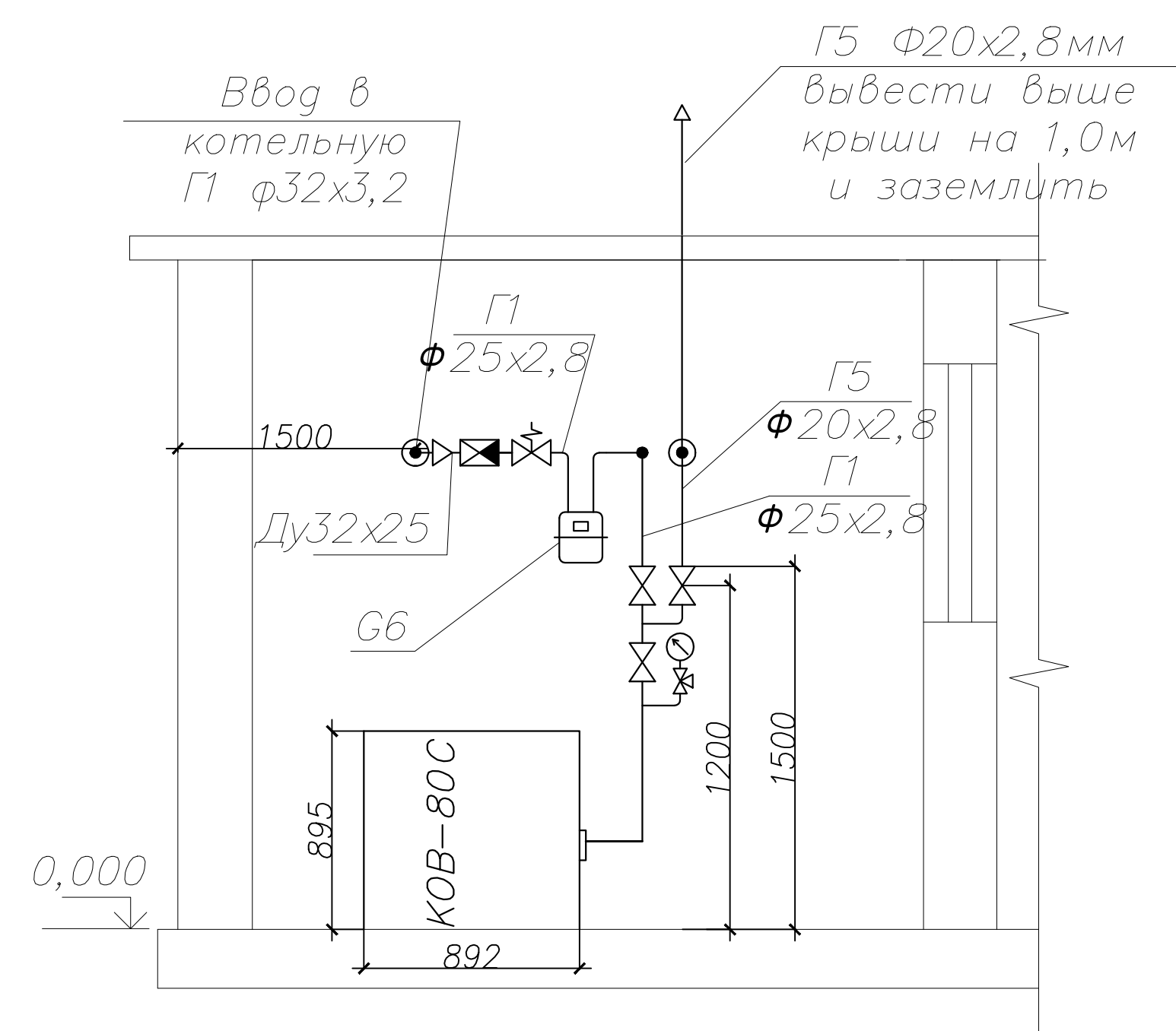
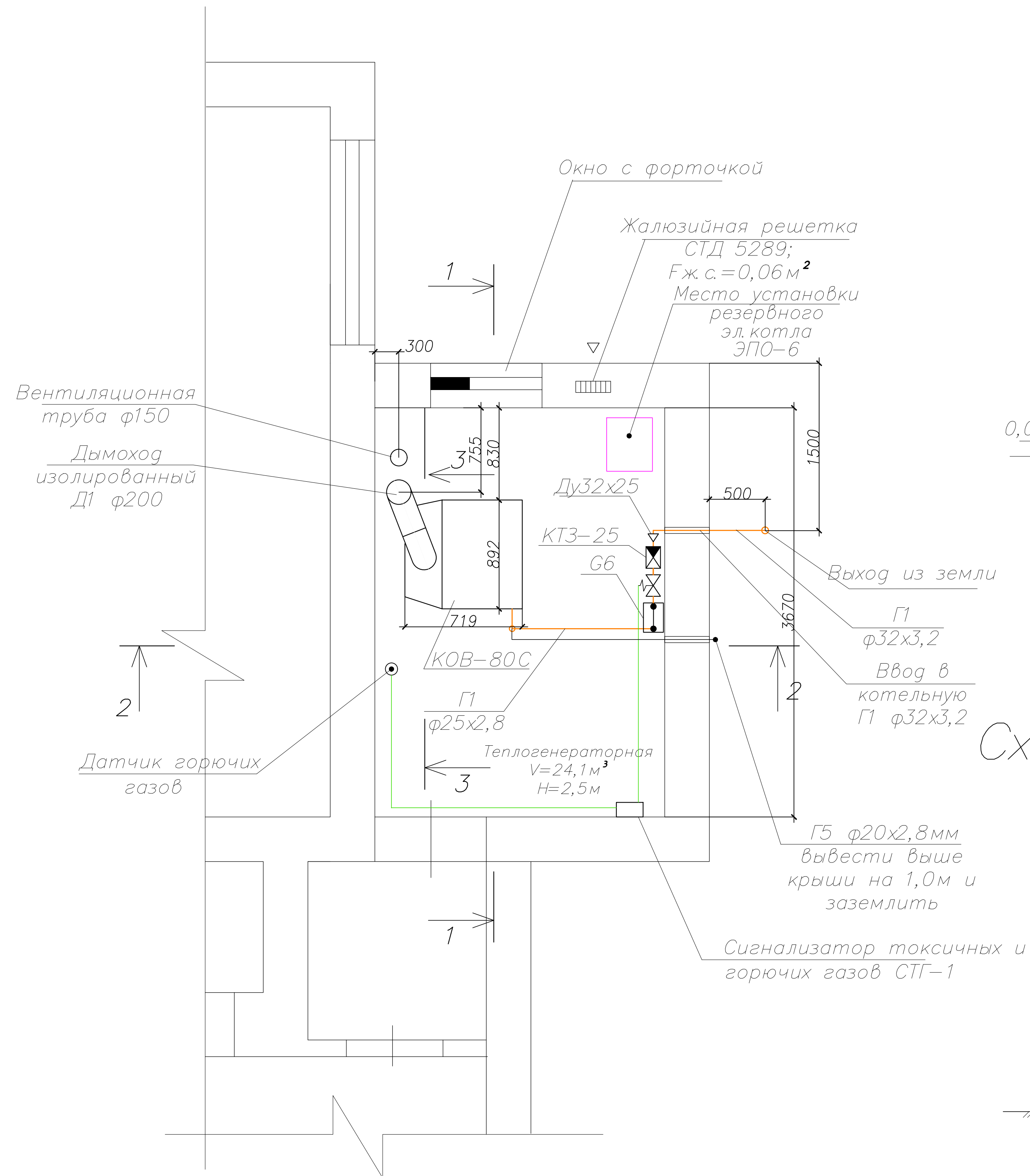
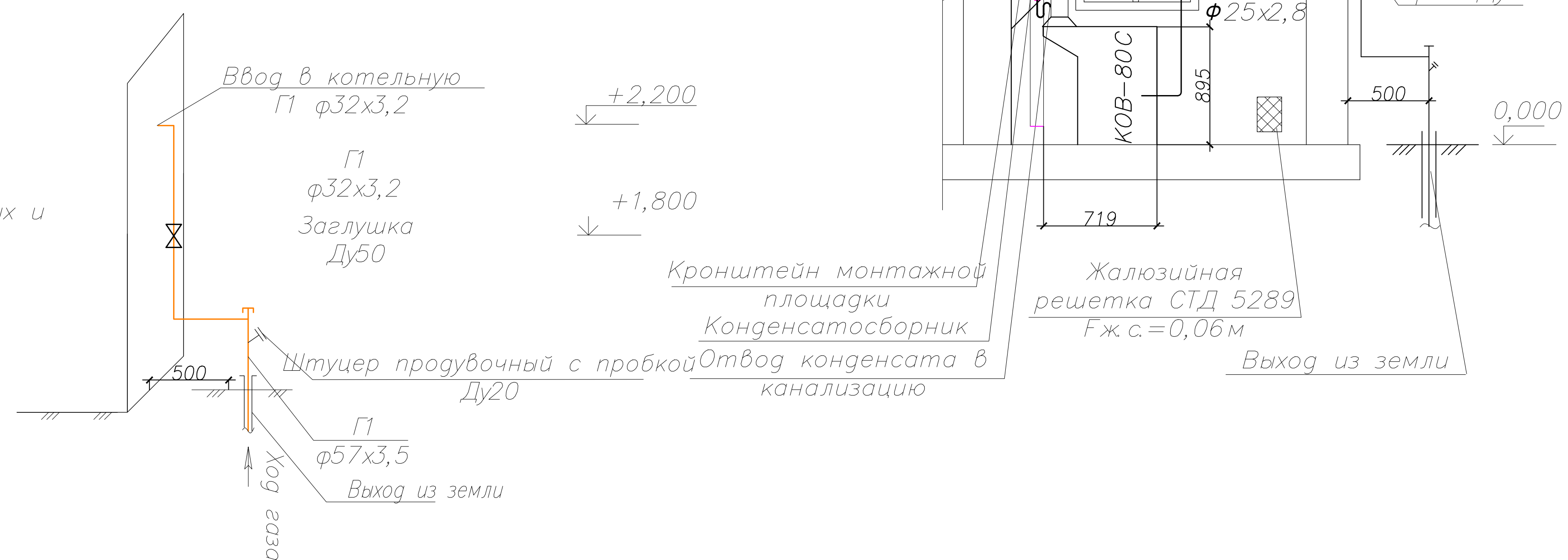
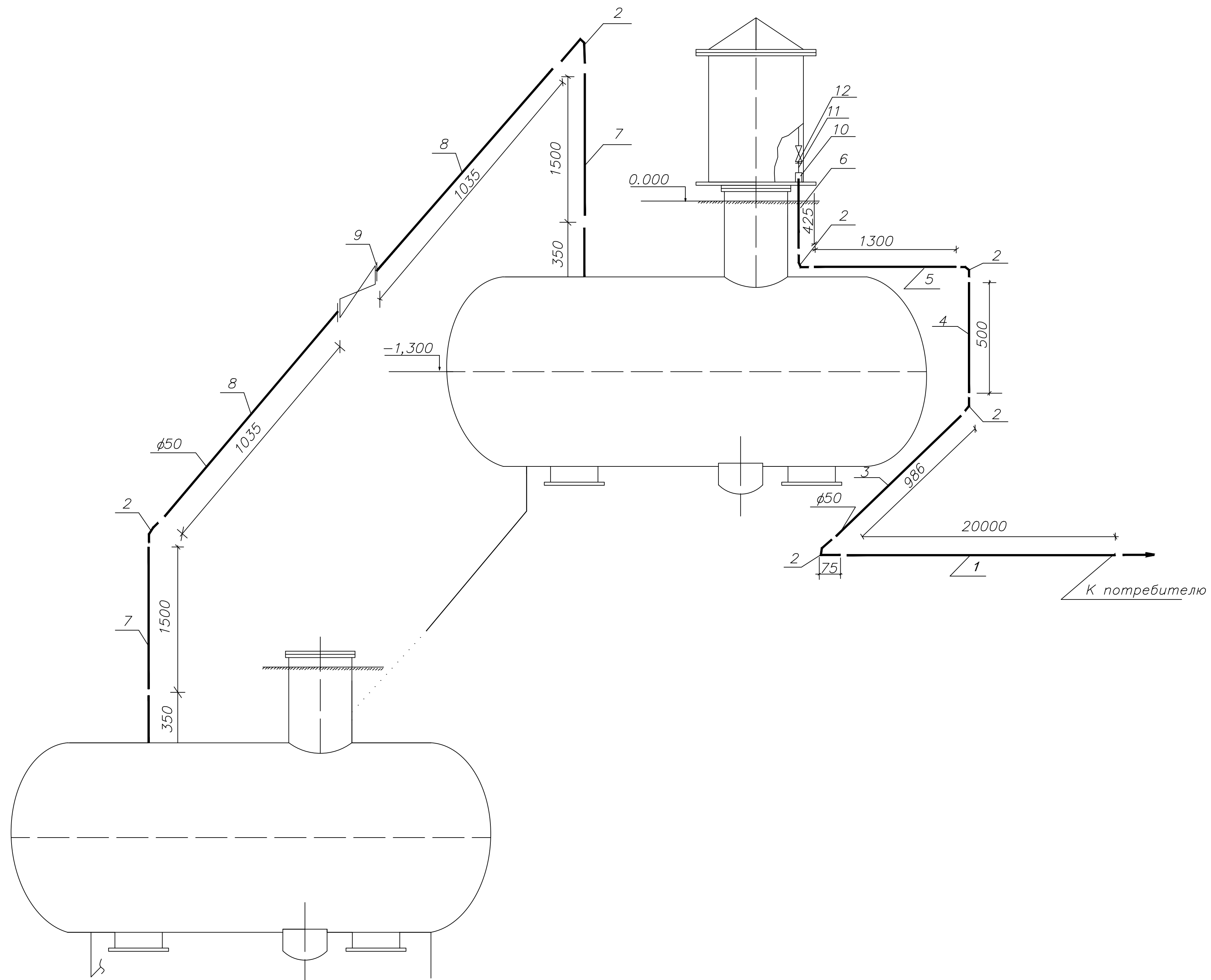


Схема ввода в котельную.




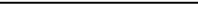


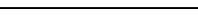


				БР-08.03.01.05-2019 ГС			
				Газификация сжиженным газом г.Каракук и АО "Сибирь"	Стадия	Лист	Листов
Изм.	Лист	№ док.	Подпись		У	4	5
Разраб.		Харсевин Н.Е					
Пров.		Авласевич А.И					
				План котельной М 1:50. Разрез 1-1 М 1:50. Разрез 2-2 М 1:50. Схема ввода в котельную	ИСЗиС		
Н. контр.		Авласевич А.И					
Н. контр.		Матюшенко А.И					

Монтажная схема обвязки резервуаров



Технические требования: газопровод собирать на сварке и резервуары изолируют защитным покрытием весьма усиленного типа.

Комплектовочная
ведомость

Номер узла	Число узлов	Номер детали	Эскиз детали	Условная правда	Заготовитель- ная длина	Количество
		1		50	20000	1
		2	отвод 90°	50	75	6
		3		50	986	1
		4		50	500	1
		5		50	1300	1
		6		50	425	1
		7		50	1500	2
		8		50	1035	2
		9	фланец	50	—	2
		10	муфта	50	50	1
		11	сгон	50	130	1
		12	контр. гайка	50	—	1

Спецификация ГРУ

Поз.	Обозначение	Наименование	кол-во	мас-са	примечание
1	2	3	4	5	6
1	ГОСТ 87.34-75*	Труба бесшовная холоднодеформированная Ø50	8281	39,6	м
2	11ч3бк	Кран пробковый натяжной муфтовый чугунный Ø 50.	2	10,6	шт.
3	15кч19п	Вентиль запорный фланцевый Ø50	4	32	шт.

					БР-08.03.01.05-2019 ГС			
						Стадия	Лист	Листов
Изм./Лист	№ док.	Подпись	Дата		Газификация сжиженным газом г.Карасук и АО "Сибурь"	У	5	5
Разраб. Пров.	Харсекин Н.Е. Аеласевич А.И							
					Монтажная схема обвязки резервуаров.Комплектовочная ведомость ГРУ. Спецификация ГРУ.			ИСЗС
Н. контрп.	Аеласевич А.И							
Н. контрп.	Матюшенко А.И							

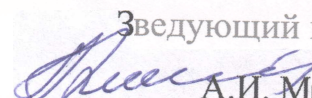
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный
институт

Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Звездуший кафедрой


А.И. Мтющенко
подпись инициалы, фамилия

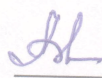
« 4 июля 2019г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01 «Строительство»
код и наименование направления

Газификация сжиженным газом г.Карасук жилого района и АО «Сибирь»
тема

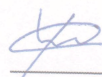
Руководитель


3.07
подпись, дата

доцент, к.т.н
должность, ученая степень


А.И.Авласевич
инициалы, фамилия

Выпускник


3.07
подпись, дата

Н.Е.Харсекин
инициалы, фамилия

Нормоконтролер


3.07
подпись, дата

А.И.Авласевич
инициалы, фамилия

Красноярск 2019